

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов _____
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение школы (НОЦ) _____ Отделение Геологии _____

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Геофизические исследования скважин с целью изучения пород-коллекторов на Мыльджинском газоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 552.578.2.061.4.08:550.3:553.981.6(571.16.)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2220	Конин Сергей Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Гаврилова А.С.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Гаврилова А.С			

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В	К.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Задорожная Т.А.	К.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М.	Д-ф.м.н.		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
Р₁	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
Р₂	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности, и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
Р₃	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<i>Профессиональные компетенции</i>	
Р₄	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
Р₅	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
Р₆	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
Р₇	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
Р₈	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
Р₉	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
Р₁₀	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
Р₁₁	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Специализация «Геофизические методы поисков и разведки
месторождений полезных ископаемых» Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(дипломного проекта/работы)

Студенту:

Группа	ФИО
З-2220	Конин Сергей Александрович

Тема работы:

Геофизические исследования скважин с целью изучения пород-коллекторов на Мыльджинском газоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (Дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы по Мыльджинскому месторождению, нормативно-правовые акты, а также опубликованная литература по теме проекта
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>1) Рассмотреть географо-экономический очерк района работ, геолого-геофизическую изученность, геологическое строение месторождения, физические свойства пород, выполнить анализ работ прошлых лет;</p> <p>2) Выбрать участок работ, проанализировать каротажные диаграммы и построить ФГМ объекта. Запроектировать комплекс геофизических исследований скважин с целью: - литологического расчленения разреза и выделение коллекторов;</p> <p>- определения ФЕС продуктивных пластов (коэффициента глинистости, коэффициента пористости, коэффициента проницаемости); - оценки характера нефтенасыщения коллекторов и определение местоположения ВНК.</p> <p>3) В специальном исследовании рассмотреть теорию ошибок, о том, что образ действительности содержит некоторую погрешность. 4) Составить смету расходов на проектируемые работы.</p> <p>5) Выполнить анализ опасных и вредных факторов при проведении исследований на месторождении, а также рассмотреть экологическую безопасность и безопасность при ЧС персонала</p>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез Мыльджинского месторождения. Масштаб 3. Выкопировка из тектонической карты фундамента западно-сибирской плиты. 4. Структурная карта и положение водоуглеводородных контактов пласта Ю₁³ Мыльджинского месторождения. 5. Структурная карта по кровле Ю₁³⁻⁴ масштаб 1:50000 6. Каротажная диаграмма Сква. 43 7. Градуированный график. 8. Графики абсолютных и относительных погрешностей измерений

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Геология	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Пожарницкая Ольга Вячеславовна Кандидат экономических наук
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна, ст. преподаватель кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель				

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2210	Конин Сергей Александрович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Специализация «Геофизические методы поисков и разведки
месторождений полезных ископаемых»
Кафедра геофизики
Период выполнения _____

Форма представления работы

Дипломный проект (дипломный проект/дипломная работа)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Глава 1. Общая часть	10
	Глава 2. Геологическая часть	15
	Глава 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	10
	Глава 4. Проектная часть	20
	Глава 5. Методические вопросы	10
	Глава 6. Специальная часть	15
	Глава 7. Финансовый менеджмент	10
	Глава 8. Социальная ответственность	10
	Представление ВКР (полный текст) научному руководителю	
	Передача ВКР на размещение в ЭБС	
	Передача ВКР на рецензию	
	Подготовка демонстрационных материалов и доклада для защиты	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Согласовано:

И.о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
геофизики	Лукин А.А.	к. г.–м. н		

Реферат

Данный проект состоит из следующих частей: общей, геолого-геофизической характеристики объекта исследования, анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований, основных вопросов проектирования, методических вопросов, специального исследования, финансового менеджмента, социально ответственной части, в которой рассмотрены производственная и экологическая безопасность при проведении промыслово-геофизических работ.

Общая часть содержит сведения о географическом положении, климатических особенностях района, на территории которого расположено месторождение, дана характеристика района и его геологическое строение.

Геолого-геофизическая часть состоит из стратиграфии, тектоники и нефтегазоносности района проведения работ.

В проектной части производится выбор комплекса геофизических методов и его обоснование. Также рассматривается методика и техника проведения геофизических исследований в скважинах, методика калибровки оборудования и интерпретация геофизических данных.

Специальная часть посвящена выявлению ошибок оценки под счётных параметров по данным ГИС и причины этих ошибок.

Технико-экономическая часть включает главы, которые отражают организационно-экономические вопросы проведения промыслово-геофизических работ, расчет и обоснование стоимости проекта, а также производственная и экологическая безопасность при проведении промыслово-геофизических работ, приведены меры безопасности жизнедеятельности при выполнении работ.

Обозначения и сокращения

БКЗ - Боковое каротажное зондирование;

ВИКИЗ - Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

ВНК - Водонефтяной контакт;

ГВК - Газоводяной контакт;

ГГК - Гамма-гамма-каротаж;

ГГК-п - Гамма-гамма-каротаж плотностной;

ГИС - Геофизические исследования в скважинах;

ГК - Гамма-каротаж;

ГНК - Газонефтяной контакт;

ГОСТ - Государственный стандарт;

ИК -Индукционный каротаж;

Инкл. - Инклинометрия;

КС - Каротаж сопротивления;

ННК-т - Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

ОСПОРБ - Основные принципы обеспечения радиоактивной безопасности;

ПБ - Правила безопасности;

ПЖ - Промывочная жидкость;

ПС - Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;

РВ - радиоактивное вещество;

РИТС - районная инженерно-техническая служба;

Рез. -Резистивиметрия;

СИЗ - средства индивидуальной защиты;

СНиП - Строительные нормы и правила;

УЭС - Удельное электрическое сопротивление

ФГМ - физико-геологическая модель;

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;

ФКД - Фазокорреляционная диаграмма;

ЭДС - Электродвижущая сила.

Оглавление

Введение.....	11
1. Общие сведения об объекте исследования.....	12
1.1 Географо-экономический очерк района.....	12
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	15
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.....	18
2.1 Стратиграфия.....	18
2.2 Тектоника.....	25
2.3 Нефтегазоносность.....	28
2.4 Физические свойства горных пород и руд.....	32
3. Анализ результатов геофизических работ прошлых лет.....	34
4. Основные вопросы проектирования.....	38
4.1 Выбор участка работ.....	38
4.2 Физико-геологическая модель.....	40
4.3 Выбор методов исследования и их задачи.....	41
5. Методические вопросы.....	49
5.1 Методика и техника полевых работ.....	49
5.1.1 Геофизические работы.....	49
5.1.2 Аппаратура и оборудование.....	57
5.1.3 Метрологическое обеспечение работ.....	63
6. Специальное исследование.....	89
6.1 Теория ошибок.....	89
6.2 Виды погрешностей и их определение.....	90
6.3 Расчетные работы.....	94
6.4 Источники погрешностей результата измерений.....	101
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	102
8. Социальная ответственность.....	106
Список использованной литературы.....	125

Введение

В последние годы динамика добычи нефти в Томской области характеризуется как падение. Однако спрос на нефть и нефтепродукты, несмотря на снижение производства, является значительным.

Решение текущей проблемы позволит использовать методы ГИС.

Мыльжинское месторождение с его запасами занимает одно из ведущих мест в обеспечении региона газом. Он характеризуется многослойными и высокопроизводительными резервуарами. Необходимость использования геофизических исследований скважин обусловлена тем, что с их помощью можно детально дезагрегировать геологический разрез с достаточной точностью для определения пластовых свойств резервуаров.

Использование ГИС в качестве более дешевых методов, по сравнению с буровыми, позволит эффективно развить месторождение, увеличить добычу нефти и газа.

3. Анализ результатов геофизических работ прошлых лет

КОМПЛЕКС ГИС, УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ, АППАРАТУРА, КАЧЕСТВО МАТЕРИАЛА

Геофизические исследования в разведочных скважинах проводились в соответствии с директивой "Об обязательном комплексе полевых и геофизических исследований глубоких разведочных, разведочных и параметрических скважин, пробуренных на нефть и газ "(ГГП "Томскнефтегазгеология", 1985). Комплекс, утвержденный настоящим документом, включает в себя следующие методы:

- стандартный каротаж (ПС);
- боковой каротаж (БК);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- индукционный каротаж (ИК);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК);
- кавернометрию;
- инклинометрию.

Геофизические исследования проводились стандартной скважинной аппаратурой – ИОН-1, КИА-723М, РКС-3М, СГДТ-НВ, СГП2-Агат, ВИКИЗ; регистрирующая аппаратура "КЕДР-2".

В целом, геофизические исследования скважин обеспечили решение следующих задач:

- Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин
- Выделение коллекторов и определение эффективных слоев
- Определение фильтрационно-емкостных свойств

- Определение характера насыщения водохранилищ и мест расположения ВНК

Комплекс ГИС, определенный требованиями "технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах" и утвержденный для региона по изучению продуктивности Юрского разреза в масштабе глубин 1:200, включал следующие отечественные методы:

Измерение кажущегося удельного сопротивления методом БКЗ проводилось с целью отбора пород-коллекторов; определения характера насыщения выбранных коллекторов; определения удельного сопротивления неизменяемой части пласта РП и удельного сопротивления зоны проникновения РЗП. Исследования, проведенные в продуктивных интервалах подошвенной сложный градиент-зондов А4М0.5Н, А0.4М0.5Н, А1М0.5Н, А2М0.5Н, А8М1Н градиент-зонд кровельный Ч0.5м2.0А-крыша потенциал-зонд N11М0.5А в глубине масштабе 1:200. Шкала записи до 2,5 Ом*м / см, скорость регистрации 2000 м/ч, приборы КИА-723м. Качество материалов хорошее.

Метод потенциалов собственной поляризации (ПС) исследование естественных квазистационарных электрических полей. Во время измерений в скважине регистрируется наблюдаемая амплитуда ПС, равная падению напряжения в участке цепи, образованной скважиной. Данные метода ПС используются для литологического деления разреза, выделения пластовых пород, определения минерализации пластовых вод, определения коэффициентов пористости, проницаемости и глинистости пласта, оценки характера насыщения. Масштаб записи Кривой ПС – 12,5 МВ/см. Скорость регистрации исследуемых параметров 2000 м/час. Поддержанное оборудование КИА-723М. Качество материалов хорошее.

Индукционный каротаж (ИК) это основной метод определения удельного сопротивления низкоомных пород, кроме того, этот метод используется для определения характера насыщения пластов коллекторов, положения водонефтяного и газожидкостного контактов. Масштаб глубин 1:200. Масштаб записи кривых 20мм / см, оборудование КИА-723М со скоростью

1800 м / ч. Основными видами ошибок были смещение нуля и искажение шкалы записи. Коррекция проводилась с использованием данных из БКИ. В целом, качество материалов хорошее.

Боковой каротаж (БК) проводилось в интервалах концертного зала отделение тонких слоев коллекторов; уточнение эффективной емкости в продуктивных частях секции; определение удельного сопротивления в комплексе с концертным залом и ИК. Измерения проводились в масштабе глубины 1: 200. Шкала записи 2,5 Ом*м / см. приборы КИА-723м используются; скорость регистрации 1800 м / ч. ошибки, связанные со смещением нулевой записи и искажением масштаба данных. В целом, качество материалов хорошее.

Кавернометрия (КВ) его проводили по всему стволу скважины в масштабе глубины 1: 200, в интервалах МПБ. Запись осуществлялась аппаратурой с КПД-3, со скоростью регистрации до 2000 м / ч.

Радиоактивный каротаж (РК) с помощью гамма-каротажа (ГК) и нейтронного каротажа тепловыми нейтронами (НКТ). ГК использовалась для оценки глинистых пород и определения технического состояния скважин. С помощью трубки осуществляется выделение газа. Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов в этом методе зависит от замедляющей и поглощающей способности породы, т. е. от содержания водорода и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Радиоактивный каротаж был проведен по всему участку в масштабе 1: 200 с Скорость записи 160 м/час. Применяемое оборудование: РКС-3М. Постоянная времени интегрирующей ячейки выбиралась в зависимости от мощности источника излучения и задачи в диапазоне 1,5-3,0 сек. для записи по шкале глубин 1: 200. Материал хорошего качества.

Метод высокочастотного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) предназначен для исследования пространственного распределения удельного сопротивления горных пород, вскрытых скважинами, пробуренными на нефть и газ. Этот метод использовался для рассечения разреза, в том числе

тонкослойного, и для оценки положения контакта нефть-вода и газ-вода.

Скорость записи 2000 м/ч.

Во всех методах качество материалов хорошее и они являются хорошим дополнением друг друга, поэтому из комплекса не надо убирать ни одного метода. А так как комплекс успешно справился с поставленными задачами, то и добавлять методы не стоит, так как лишний метод требует дополнительное вложение средств.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Выбор участка работ

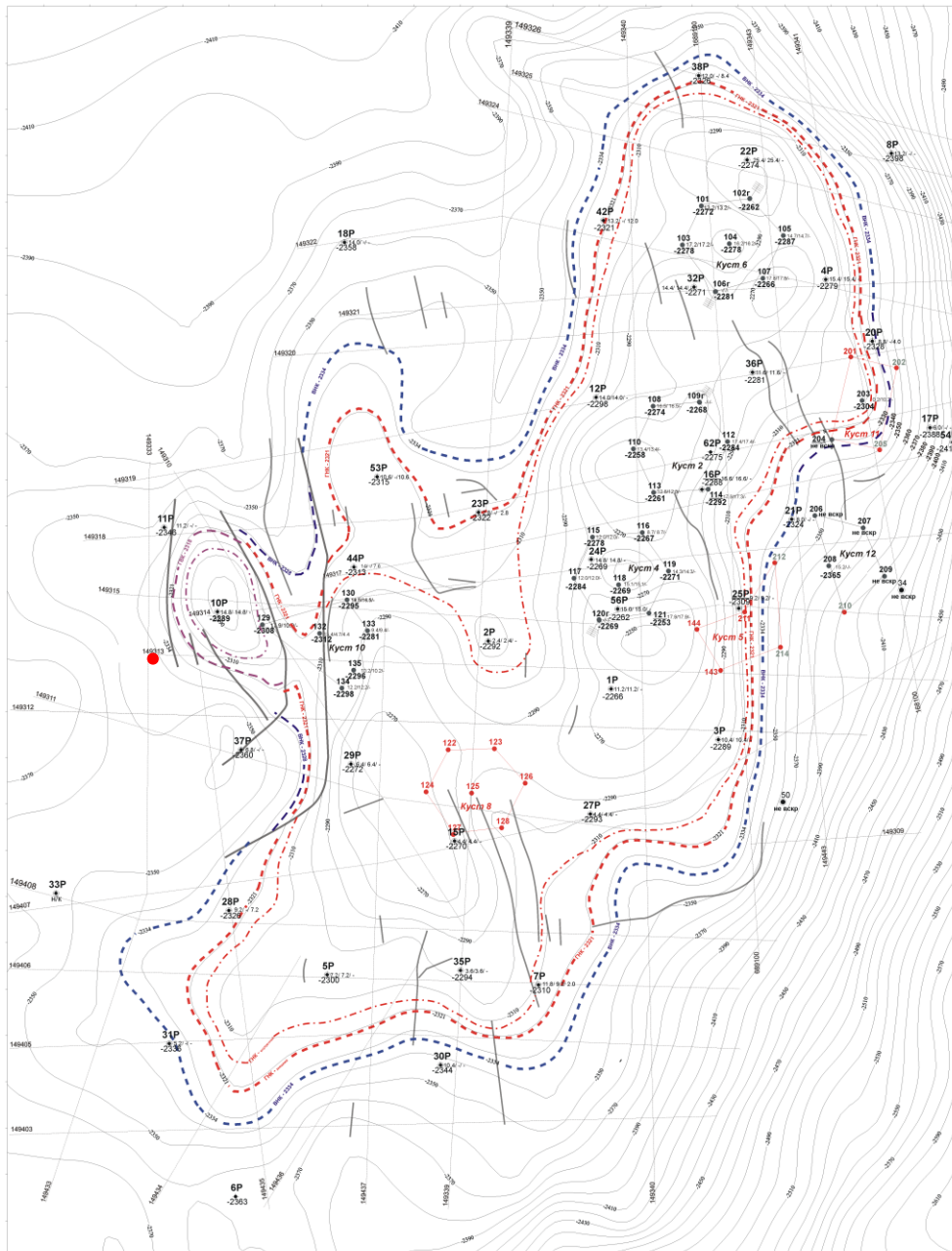
Структурной основой для размещения поисковой скважины является структурная карта на крыше месторождения У13-4 Мыльджинский ГКН (М 1: 50000), построенная по данным бурения на 01.09.2000 (рис.1). 2.1.).

В западной части Мыльджинского месторождения наблюдаются сильные тектонические нарушения, поэтому не исключено, что продуктивные слои сдвинулись вдоль разломов. Так как скважин в этой части недостаточно для четкого разграничения месторождения, то на этом участке мы спроектируем разведочную скважину, а именно на сейсмическом профиле 149313 в точке его пересечения с профилем 149333.

Рис 2.1.

Мыльдзинское ГН месторождение Структурная карта по кровле Ю₁₋₄

По данным бурения на 1.09.2000г.
Масштаб 1:50 000



Условные обозначения

<p>7P + -2310</p> <p>10P + -2300</p> <p>104</p> <p>11.8/9.2/2.0</p> <p>1. 144 2. 202</p> <p>1. 144 2. 202</p>	<p>- линия развед. скв. абс. отн. кровли Ю₁</p> <p>- эксплуатационная горизонтально направленная скважина</p> <p>- пробуренная эксплуатационная скважина</p> <p>- ЭФФ.тол/газ.тол/нефть.тол</p> <p>- проектная эксплуатационная скважина</p> <p>1) на Ю₁ 2) на Ю₂</p> <p>1) куст эксплуатационных скважин 2) куст проектных скважин</p>	<p>- сейсмический профиль МОГТ (1993-94гг.)</p> <p>- изолинии пласта Ю₁₋₄</p> <p>- линии тектонических нарушений</p> <p>1) ГНК 2) ГНК</p> <p>1) ГНК 2) ГНК</p> <p>1) ГНК 2) ГНК</p> <p>1) ГНК 2) ГНК</p>	<p>- внешний контур ГНК пласта Ю₁₋₄ (ГКЗ 1967г.)</p> <p>- внешний контур ВНК пласта Ю₁₋₄ (ГКЗ 1984-85г.)</p>
---	--	---	--

ОАО "Томскгазпром"	Приложение
Мыльдзинское месторождение	К годовому отчету
Структурная карта по кровле пласта Ю ₁₋₄	2000г.
по состоянию на 1.09.2000г.	
Масштаб 1 : 50 000	
Проверил: начальник отдела геологии и геофизики	Главный геолог
К.Н. Григорьев	ОАО "Томскгазпром"
2000г.	В.В. Варанков
Компьютерная графика: Е.В. Лебедева.	2000г.
2000г.	

4.2 Физико-геологическая модель

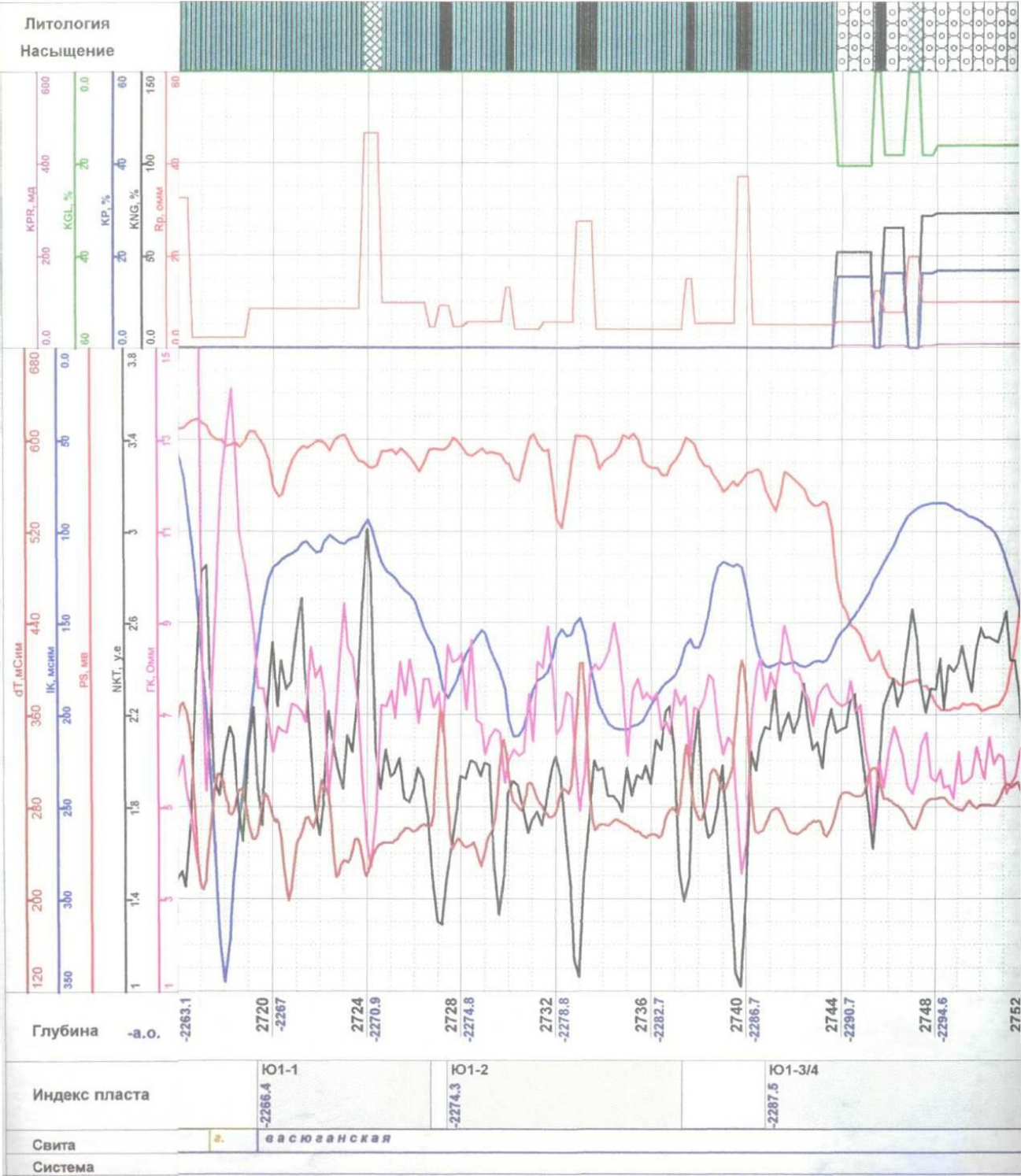


Рис. 1.4. Каротажная диаграмма Сква. 43.

4.3 Выбор методов исследования и их задачи

Выбор методов исследования скважин должен основываться на необходимости решения следующих задач:

1. Литологическое деление и корреляция разрезов скважин
2. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин
3. Определение коэффициентов пористости, проницаемости, глинистости
4. Определение характера насыщенности коллекторов и места в НЗ

На основе анализа результатов ранее проведенных геофизических исследований (глава 1.5) мы выбираем следующий набор методов: электрокаутер (БКЗ, ПС, БК, ИР), радиоактивный каротаж (гл, кл), Вики и наклонно-направленные исследования, каротаж суппорта.

Методы электрического каротажа приведите основные сведения в литологическом подразделении разреза, выделении границ слоев, их идентификации вдоль разреза, выполняя корреляционные линии. Выделение проницаемых интервалов производится наличием отрицательных аномалий ПС.

Метод потенциалов собственной поляризации горная порода (ПС) основана на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах, формирование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхности скважины и между слоями различной литологии. Потенциалы поляризации нативных пород обусловлены диффузией солей из пластовых вод в промывочную жидкость и наоборот; адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц породы; фильтрацией воды из промывочной жидкости в породы и пластовых вод в скважину; окислительно-восстановительные реакции, протекающие в горных породах и при контакте с промывочной жидкостью.

Вообще, Пески, песчаники, алевролиты и алевролиты легко различены Кривой ПС от глин.

Породы с низкой диффузионно-адсорбционной активностью (чистые и слабо глинистые песчаники) отмечены на кривых ПС глубокими

отрицательными аномалиями ГЭС, породы с высокой активностью (глины и сильноглинистые породы) - положительными аномалиями ГЭС.

Против нефти и газоносных чистых песчано-иловых образований аномалия ПС почти такая же, как и против водоносных горизонтов. На фоне нефтегазоносных глинистых образований амплитуда ПС уменьшается относительно амплитуды ПС по отношению к тому же водоносному горизонту. Это обусловлено повышенным сопротивлением коллектора, а также изменениями диффузионно-адсорбционной активности. Степень уменьшения амплитуды ПС, обусловленная глиной, характеризуется величиной $a_{пс}$.

$$a_{пс} = U_{пс} / U_{пс\text{ оп}}, \text{ где}$$

$U_{пс}$ - амплитуда ПС против текущего пласта;

$U_{пс\text{ оп}}$ - амплитуда ПС против опорного пласта. За опорный пласт принимаются хорошо проницаемые не глинистые песчаники (чаще всего водоносные пласты).

Данные метода потенциалов ПС в сочетании с диаграммами других методов ГИС используются для:

- литологического расчленения и корреляции разрезов скважин;
- выделение коллекторов и оценка их продуктивности;
- определить соленость пластовых вод в чистых негипотерригенных породах;
- определение коэффициентов пористости, глинистости и проницаемости коллекторов.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) используется для определения удельного сопротивления пласта РП, удельного сопротивления зоны проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт РЗП, диаметра зоны проникновения Дзп. Суть блока заключается в измерении РС в исследуемом интервале градиента скважины или потенциальных зондов различной длины, а, следовательно, и с различным радиусом исследования.

Интервал для концертного зала определен резистивностью топя жидких инструмента резистивности и диаметра скважины с крумциркулем.

Основное назначение бокового каротажного зондирования (бокса) - определение истинного удельного сопротивления слоев. Концертный зал может быть зондом потенциала (ПП) и градиент-зондом (ГП). В нашем случае исследование будет проводиться комплекс подошвенный градиент-зонды А4М0.5Н, А0.4М0.5Н, А1М0.5Н, А2М0.5Н, А8М1Н градиент-зонд кровельный Ч0.5м2.0А-крыша потенциал-зонд N11М0.5А в глубине масштабе 1:200.

При помощи этого метода определяется ρ_n и параметры зоны проникновения промывочной жидкости ($D_{zp}/D_{скв}$, $R_{zp}/R_{скв}$).

Боковой каротаж (БК) проводится с целью выделения пластов маломощного пласта, уточнения эффективной емкости, определения удельного сопротивления. Высокая рассекающая способность бокового каротажа обеспечивается формой Кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют протеканию тока от основного электрода через скважину и обеспечивают его направление непосредственно в пласт, благодаря чему влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений сводится к минимуму.

В индукционном каротаже (ИК) изучена удельная электропроводность горных пород индукционными токами. В отличие от других методов электрического каротажа, ИК не требует непосредственного контакта измерительного блока с промывочной жидкостью, что само по себе исключает его влияние на измерения. Это дает возможность применять ИК в случаях, когда используемая моющая жидкость приготовлена на масляной основе.

Хорошие результаты получены при изучении ИК-пород с низким и средним сопротивлением, при наличии повышенного проникновения промывочного жидкого фильтрата в пласт.

На графиках, а точнее определить положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных резервуаров низкого сопротивления.

Кривая кажущейся проводимости ИС регистрируется в линейном масштабе. Она соответствует перевернутой Кривой кажущегося сопротивления в практически гиперболическом масштабе. В связи с этим в области низкого удельного сопротивления кривая растягивается, а в области высоких

сопротивлений - сжимается, по сравнению с кривыми сопротивления, записанными в обычном масштабе. Это увеличивает дифференциацию их Кривой по породам с низким РП и сглаживание ее по породам с высоким удельным сопротивлением. На кривой ИК до более четко, чем на кривых сопротивления находится область переходной зоны.

По одной Кривой их удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт или при его неглубоком проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в сочетании с другими методами сопротивления. Для комплексных измерений (бокс, бокс, Вики) возможно более надежный подбор в разрезе резервуаров и определение их удельного сопротивления РП; зоны проходки расчетной ведомости и диаметра проходки $D_{зп}$

Резистивиметрия используется для определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, заполняющей скважину. Информацию о удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости используется для количественной интерпретации данных БК, БКЗ, ИК, ВИКИЗ; определения минерализации пластовых вод по результатам метода потенциалов ПС.

Инклинометрия позволяет определить положение ствола скважины в пространстве с учетом зенитных и азимутальных углов. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в этой точке от вертикали. Это важно учитывать в процессе бурения. Кривизна скважины должна быть известна для правильного установления глубины залегания пластов и построения геологического разреза, внесения изменений в определение мощности пласта, контроля смещения оси скважины с заданного направления.

Гамма-каротаж (ГК) он основан на изучении естественной гамма-активности горных пород вдоль ствола скважины. Естественная гамма-активность пород обусловлена главным образом присутствием в них природных радиоактивных элементов - урана ^{238}U и продуктов его распада радия ^{226}Ra , тория ^{232}Th и радиоактивного изотопа калия ^{40}K . Спонтанный распад атомных ядер в естественных условиях сопровождается гамма-

излучением. Гамма-излучение-высокочастотное коротковолновое излучение, граничащее с жесткими рентгеновскими лучами. Она возникает в результате ядерных процессов, и рассматривается как поток дискретных частиц-квантов. Благодаря своей высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при изучении разрезов скважин (γ -лучи полностью поглощаются только слоем горных пород толщиной 1 м); наличие обсадной колонны не является препятствием для исследований.

На *maljenska* поля высокой гамма-активности чистой глины. Меньше радиоактивных песчаных глин, следуют глинистые пески и карбонатные породы. Аномально низкие значения γ характерны для угольных и известняковых образований.

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности горных пород, но и их плотности. При той же гамма-активности породы с более высокой плотностью отмечаются более низкими показаниями γ за счет более интенсивного поглощения ими γ -лучей.

В соответствии с Гражданским кодексом решаются следующие задачи:

- литологическое расчленение различных типов пород. Интенсивность гамма-излучения зависит от содержания радиоактивных элементов в породах, поскольку она различна в разных породах, по данным ГК можно судить о природе пород;

- определение глинистых пород. Определение коэффициента глинистости по гамма-методу основано на прямой зависимости этого коэффициента от естественной гамма-активности песчано-глинистых пород;

- ссылка на раздел результатов исследований другими методами каротажа, интервалами перфорации и др. Основано на способности удерживать книгу в обсаженных скважинах;

- по данным ГК осуществляется связывание активной зоны, после ее гамма-спектрометрического анализа

Сущность метода плотности тепловых нейтронов (НКТ) она заключается в изучении интенсивности тепловых нейтронов вдоль участка скважины на заданном расстоянии (длине зонда) от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления породообразующими элементами превращаются в тепловые. Плотность тепловых нейтронов определяется числом нейтронов, замедленных до тепловой энергии, числом нейтронов, поглощенных в исследуемой среде, и длиной зонда. Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов в этом методе зависит от замедляющей и поглощающей способности породы, т. е. энергии породы, из содержание водорода и присутствие элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов.

По данным нейтронного метода, можно отделить пластиковые глины-шины и определить структуру слоев глины, а также выделить плотных слоев и зон обугливания и битумизации. Данные нейтронного каротажа, в сочетании с другими методами, также информативны при разделении водно-нефтенасыщенных слоев, но только при высокой солености пластовых вод, и дают основную информацию при изучении газонасыщенных интервалов, где показатели НГК резко возрастают. Методами нейтронного каротажа скважин исследовано пространственное распределение плотности перегрева и тепловых нейтронов. Нейтронные методы используются для решения следующих задач: изучения продвижения контурных вод;

- определения мощности переходной (водонефтяной) зоны;
- установления положения водонефтяного контакта по отношению к интервалу перфорации колонн.

БКЗ не эффективно при $H_{пл} \leq 4\text{м}$ (экранный эффект), поэтому используем **метод высокочастотных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ)**, который предназначен для исследования пространственного распределения удельного сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ.

Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи:

1. Рассечение сечения, в том числе тонкослойного, с высоким пространственным разрешением
2. Оценка положения водонефтяного контакта и газового контакта
3. Определение удельного электрического сопротивления постоянной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов
4. Выбор и оценка параметров радиальных неоднородностей в области инфильтрации, в том числе кластеров соленой пластовой воды (“приграничных районов”), как прямой качественный показатель наличия подвижных углеводородов в пласте.

Анализируя результаты проведенных ранее работ, можно сделать следующие выводы: их метод обладает хорошей расчленяющей способностью. Наиболее простым, но достаточно хорошим для оценки литологического состава пород является метод ПС, по которому рассчитывается относительный параметр $\alpha_{\text{пс}}$, практически напрямую зависящий от глинистых пород. Также параметр $\alpha_{\text{пс}}$ используется для определения пористости и проницаемости резервуаров. Глинистость пород довольно точно определяли методом ГК. Определение коэффициента глинистости по ГК, исходя из близкой к прямой зависимости этого коэффициента, от естественной гамма-активности песчано-глинистых пород.

При выделении коллекторов особую роль играют методы сопротивления, так как методы прямого обнаружения коллекторов. Коллекторы обозначаются в разделе по другим основаниям: диаграммы ПС, ГК, НКТ, cavernosometry и т. д.

При решении любых задач в области ГИС необходимо следить за техническим состоянием скважин, для этого используется инклинометрия и резистивиметрия. Инклинометрия позволяет фиксировать изменение зенитного азимутального угла скважины, что необходимо при определении истинной пластовой емкости, а с помощью резистивиметрии осуществляется контроль удельного электрического сопротивления промывочной жидкости в скважине, что необходимо при интерпретации данных БК, ИК и ПС.

Проектируемый комплекс ГИС месторождения маленска будет включать следующие методы: ПС, БК, БКЗ, ИК, ГК, НКТ, Вики, каротаж суппорта, резистивиметрия, инклинометрия.

Исходя из опыта предыдущих работ, можно сделать вывод, что проектируемого комплекса методов достаточно для решения поставленных в геологическом задании задач.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика и техника полевых работ

5.1.1 Геофизические работы

Общие требования к порядку проведения ПГИ при контроле над разработкой газовых (нефтяных) месторождений.

Полевая партия ПГИ включает в себя подготовку к выходу из скважины, проезд к месту работ и обратно, подготовку скважины к ПГИ, геофизические исследования, окончательные работы на скважине, окончательные работы на основе.

Подготовка к выезду на скважину.

Любые виды полевых и геофизических исследований на скважинах проводятся в соответствии с решением, согласованным между геологической службой заказчика и геолого-геофизических услуг исполнителя.

Методы, результаты которых преобразуются в физические единицы или подвергаются количественной интерпретации, должны иметь метрологическое обеспечение. Стандартизация методов ПГИС на метрологических установках должна проводиться не реже одного раза в три месяца и после каждого ремонта. Запись на нестандартное оборудование запрещена. Перед выходом из скважины проводится проверка оборудования на исправность, его комплектность, наличие нормировок.

Маркировка геофизического кабеля производится на установке Урс-1 через 10 м (двойные отметки через 100 м), с нанесением трех -, четырех -, пяти контрольных отметок. Маркировка сопровождается актом об измерении кабеля.

Перед выходом на скважину руководителю производственной партии и инженеру-эксплуатанту следует ознакомиться с геофизическими и полевыми материалами, им должны быть предоставлены копии схем стандартных каротажных работ, ГК, МЛМ и выборочно материалы предыдущих исследований.

Проезд на место проведения работ и обратно.

Проезд производится по маршруту, указанному в накладной. Ответственный за прохождение партии к месту работы и обратно является руководителем рыбалки.

При перемещении строго соблюдаются меры безопасности, установленные для соответствующих видов транспорта, то есть прохождение стороной к месту исполнения заявки и обратно.

Подготовка скважины к исследованиям.

Коммерческий лот выполняет исследования в соответствии с заявкой на работу. Порядке приема и исполнения заявок регулируется двусторонними договорными отношениями. В заявке должны быть указаны данные и название модели или специального комплекса PHYS. Заявка составляется геологической службой заказчика по утвержденной форме.

Заявка на работу и готовность действовать хорошо выдается начальнику полевой партии для выполнения работ на скважине, при этом приказ или акт о готовности скважины к проведению исследований запрещен.

При проведении геофизических работ обязательно присутствие на скважине представителя заказчика, который отвечает за правильность технологических операций, связанных с непосредственным использованием скважинного оборудования.

Скважина должна быть подготовлена к беспрепятственному прохождению инструментов к объекту исследования и его беспрепятственному восстановлению после завершения работ. Подготовка скважины осуществляется службами заказчика. Качество обучения должно проверяться шаблоном. Диаметр шаблона должен быть на 10 мм меньше минимального отверстия и иметь длину не менее 2,5 м. результаты шаблона должны быть оформлены актом о готовности скважины.

Проведение геофизических исследований.

Промыслово-геофизические работы должны проводиться с соблюдением действующих инструкций по технике безопасности и санитарных правил по работе с РВ и ИИИ.

Запрещается проводить работы на скважине, не связанные с геофизическими исследованиями, работами по выбросам, отказом герметизирующего устьевое оборудования, отсутствием освещения устья скважины в ночное время.

Геофизическая партия скважины соответствует программе исследований в зависимости от упорядоченного набора данных каротажа.

В начале спуска устройства выполняются операции по ручному вдавливанию устройства в скважину. Скорость спуска устройства в скважину не должна превышать 2500 м / ч, скорость подъема-не более 2000 м / ч, перед трубной воронкой скорость устройства снижается до 500 м / ч, последние 100 м кабеля выбираются из скважины вручную.

Во время спуска устройства в скважину контролируется качество кабельной брони. Не используйте "соединенный" кабель.

При ремонте наконечника кабеля на скважине, ремонт в обязательном порядке выдается акт на ремонт кабеля. К акту прилагается запись магнитных меток. Запись производится с первой двойной отметки с установкой наконечника кабеля на устье скважины.

Если устройство неоднократно останавливалось на спуске выше подошвы детального интервала исследования, дальнейшая работа прекращается по согласованию с представителем заказчика.

Для подтверждения остановок прибора проводятся исследования "определение положения элементов конструкции скважины (СК-ТС5)". В случае возникновения осложнений после выполнения научно-исследовательской программы, помимо записей СК-ТС5, руководителем партии совместно с

представителем заказчика составляется взаимный акт о сокращении программы исследований по техническому состоянию скважины, который является основанием для оплаты выполненной части акта, составленного по установленной форме.

В случае невозможности выполнения программы исследований в полном объеме, в соответствии с геолого-техническими условиями, определенными для каждого комплекса ПГИС отдельно, дальнейшие работы по реализации заявки отменяются руководителем лота, по согласованию с заказчиком. Для подтверждения несоответствия геолого-технических условий выполняемой задачи выполнены исследования "определение положения элементов структуры скважины (СК-ТС5)".

В случае одиночного "затягивать" кабеля, работа в колодце должна быть остановлена немедленно. Прекращение работы производится актом, подтверждающим возникновение чрезвычайной ситуации. Акт составляется по установленной форме.

В случае "захвата" или поломки устройства в скважине начальник партии немедленно уведомляет об этом факте свое непосредственное руководство. Дальнейшая работа по ликвидации аварии проводится по специальному плану.

В случае возникновения, не предусмотренного программой исследования времени простоя, возникшего не по вине геофизической стороны, руководителем стороны совместно с ответственным представителем заказчика составляется взаимный акт для подтверждения фактического времени вынужденного простоя, что в данном случае расценивается как технологическая пошлина. Акт составляется по установленной форме.

При проведении исследований комплексное устройство определяет основной метод, определяющий направление, скорость и режим работы скважины. В любом случае при записи требуется настроить и зарегистрировать в файле все параметры, входящие в состав сложного устройства.

При проведении ПГИ следует соблюдать определенную последовательность исследований. Прежде всего, исследование проводится термометром, затем исследование механическими расходомерами, расходомерами, в последнюю очередь исследуется состав смеси в стволе скважины.

Все методы, выполняемые в интервале детальных исследований, должны дублироваться. Контрольные записи выполняются с теми же регистрационными параметрами, что и основные. Необходимо строго следить за совпадением скоростей, основных и контрольных записей.

Заключительные работы на скважине.

После выполнения программы геофизических исследований геофизическая партия выполняет демонтаж оборудования в соответствии с техническими проектами производства работ и требованиями безопасности.

Руководитель геофизической партии на скважине, по просьбе ответственного представителя заказчика, выдает предварительное заключение и обеспечивает визуализацию геофизической информации, в пределах своей компетенции, и возможность обработки геофизической информации в полевых условиях. Содержание выданных оперативных заключений, в зависимости от выполняемого комплекса ПГИС, рассматривается в рамках Положения о типовых и специальных комплексах и определяется в соответствующих приложениях.

Для цифровых материалов исследования подготовлен сопроводительный документ – "форма оператора". Форма оператора оформляется на бумажном носителе или в виде текстового файла. Форма оператора заполняется в порядке, предусмотренном для реализации программы исследования.

Цифровые материалы записываются на жесткий диск геофизической станции и хранятся до выдачи заказчику результатов геологической интерпретации. Копия файлов передается в КИП на переносном "жестком диске"

с обязательным дублированием информации. Имя файлов должно точно совпадать с именами в столбце "файл" формы оператора.

Выполненные объемы работ представлены в виде акта. для проведения ПГИ и зарегистрирован ответственным представителем заказчика. Содержание акта-работы должно точно соответствовать нормативному времени, затраченному на реализацию исследовательской программы.

Заключительные работы на базе.

По возвращении на базу геофизическая партия поставляет приборы и оборудование для обследования и производства профилактических работ на базу.

Руководителем партии является окончательная документация и отправка геофизических материалов в КИП.

Общие требования к качеству цифровой регистрации и результатам полевых геофизических исследований.

Все геофизические данные, предоставляемые исследовательскими программами, должны представляться в виде цифровых файлов "исходных геофизических данных". Регистрация на бумажном носителе, без дубликата записи в файле, запрещена. Каждая запись, указанная в пунктах повестки дня исследования, должна сопровождаться отдельным файлом. Файл должен иметь признаки начала и конца и откройте приложение доступно для КИП.

В сопроводительной информации-фирменном бланке оператора, необходимо указать:

- тип и номер устройства
- имя файла
- указать основной метод, сокращенный в соответствии с программой научных учреждений, или полный
- режим работы скважины
- запись направления по глубине

- Тип записи (непрерывная глубина / точки / непрерывное время)
- шаг квантования.

В заголовке формы указывается количество скважин, куст, месторождение и полное наименование комплекса ПГИС.

Запрещает регулировку глубины в процессе записи, когда выход магнитного ярлыка кабеля над окном регулировки. При выполнении общих исследований допускается запись в дополнительный файл после коррекции глубины с обязательным перекрытием предыдущей записи. Начало перекрытия выбирается на 50 м выше глубины выхода отметки для окна коррекции.

В случае выхода магнитных меток за корректирующее окно, при записи в интервал детальных исследований, запись повторяется полностью.

Внутри файла должна быть двойная или контрольная магнитная метка кабеля. Файловая запись, содержащая двойную (контрольную) и 100% множественных отметок, расположенных в глубине окна коррекции, считается высококачественной.

Все геофизические методы, проводимые по программе полевых исследований, должны соответствовать требованиям технических инструкций по их применению. Обеспечивается хорошее качество исследований: своевременное метрологическое обеспечение геофизических параметров, соблюдение требований к оборудованию, предусмотренных технической инструкцией по их использованию и строгое выполнение программы исследований.

Некачественным браком является вхождение метода, выполненного с грубыми нарушениями технических требований к оборудованию и технологиям реализации ГИС или реализации исследовательского инструмента, не прошедшего метрологический контроль. Брак также информация цифровой файл, который не может быть введен с помощью программного обеспечения приложения.

Недоисполнение считается неполной реализацией Программы исследований, без видимых причин.

Дефектами (удовлетворительным качеством) являются: все регламентированные отклонения от программы исследований, Регистрация геофизических параметров, выполненная без существенных отклонений от регистрационных ошибок, предусмотренных технической инструкцией по их выполнению, ошибки, допущенные при цифровой регистрации данных, подлежащих исправлению.

5.1.2 Аппаратура и оборудование.

Викиз

Прибор высокочастотного индукционного каротажного
изопараметрического зондирования

Аппаратура ВИКИЗ обеспечивает измерения кажущегося удельного сопротивления с помощью 5 электромагнитных зондов и потенциала самопроизвольной поляризации ПС. В табл. 2.1. приведены основные характеристики аппаратуры.

Описание характеристик аппаратуры ВИКИЗ Таблица 2.1.

ВЕС	50кг
ДИАМЕТР	73мм
ДЛИНА	4000мм
ТЕМПЕРАТУРА	90 град.С
ДАВЛЕНИЕ	50МПа
ДИАПАЗОН ИЗМЕРЕНИЯ	1.6-200 Ом.м
СКОРОСТЬ ЗАПИСИ	2000м/ч

КАНАЛ	ЗОНД	ЧАСТОТА МГц	ДЛИНА ЗОНДА мм	БАЗА мм	ТОЧКА ЗАПИСИ м
1	Г1 1.6 И2 0.4 И1	0.875	2000	400	3.28
2	Г11.13И2 0.28И1	1.75	1400	280	2.88
3	Г10.8И2 0.2И1	3.5	1000	200	2.6
4	Г10.57И2 0.14И1	7	700	140	2.4
5	Г10.4И2 0.1И1	14	500	100	2.26
	ПС				3.72

Прибор работает с трехжильным каротажным кабелем: 1ж +Еп;

2ж -Еп;

3ж ПС.

Питание прибора осуществляется постоянным напряжением 145 В от УИП 1.

Информация передается по первой жиле кабеля в виде отдельных слов в последовательном коде. Контролировать на Входе № 0 осциллографа.

Сигнал ПС контролировать на Входе №6 осциллографа.

Рекомендуемая постоянная фильтрация 1 с.

Для регистрации фазовых сдвигов зондов прибора в градусах, необходимо в режиме «**Ввод тарифовок вручную**» ввести значения фазовых сдвигов зондов в непроводящей среде - “Нули воздуха”.

Инклинометр омский непрерывный (ИОН-1).

Инклинометр предназначен для непрерывного автоматического азимута и зенитного угла скважины, а также угла поворота инклинометра. Основные характеристики прибора приведены в табл. 2.2.

Область применения – эксплуатационные бурящиеся скважины, а также обсаженные скважины с диаметром обсадных колонн 125 мм и более.

Измерения азимута и угла поворота проводятся на расстоянии не менее 15 м от стальной колонны и не менее 3 м от муфты ЛБТ.

Описание характеристик аппаратуры ИОН-1 Таблица 2.2.

ВЕС	24 кг
ДЛИНА	2720 мм
ДИАМЕТР	73 мм
ТЕМПЕРАТУРА	До 120 град.С
ДАВЛЕНИЕ	80 МПа
ДИАПАЗОН ИЗМЕРЕНИЯ:	
АЗИМУТА	0 –360 град.
УГЛА ПОВОПОТА	0 –360 град.
ЗЕНИТНОГО УГЛА СКВАЖИНЫ	0 –120 град.

Питание прибора:

1 жила - Питание постоянным током (**63+5-10**) мА от источника питания, подключённого к разъёму УИП1 на БК.

Падение напряжения на выходе источника питания, подключённого к разъёму УИП1 на БК, при нормальной работе прибора около **64 В**.

Информационные сигналы:

1 жила - Передаются отдельные слова в последовательном коде.
Контролировать на Входе №0 осциллографа.

Тарировка:

Тарировки прибора передаются на 3,5" дискете. Для ввода тарировок надо вставить дискету с тарировками, после чего подать команду Выбор прибора, выбрать из списка прибор **ИОН-1** и щелкнуть мышью по кнопке Ввод тарировок Вручную или Ввод тарировок с дискеты.

Откроется окно:

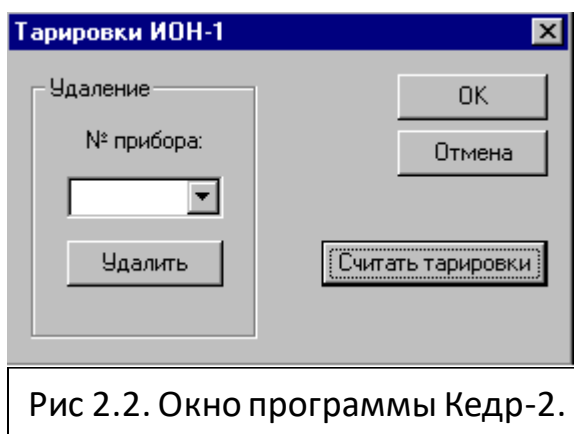


Рис 2.2. Окно программы Кедр-2.

После нажатия на кнопку Считать тарировки все тарировки для **ИОН-1**, находящиеся на дискете, будут перенесены на компьютер.

Тарировки приборов находятся в папке DRIVERS / ION программы КЕДР куда их можно скопировать обычным способом WINDOWS.

После окончания регистрации полученную запись надо дополнительно обработать для получения окончательных результатов.

К1А-723М

Прибор предназначен для измерения кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород (БКЗ, БК), потенциала самопроизвольной поляризации, удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, кажущейся электрической проводимости горных пород (ИК).

В приборе применена телеизмерительная система с времяимпульсной модуляцией сигнала и временным разделением каналов.

Прибор работает с трехжильным каротажным кабелем.

1 жила – Передается времяимпульсный код.

Контролировать на Входе № 7 осциллографа.

3 жила – Измеряется ПС.

Контролировать на Входе № 6 осциллографа.

ВЕС	80кг
ДЛИНА	3900мм
ДИАМЕТР	75мм
СКОРОСТЬ ЗАПИСИ	2000м/ч
ДЛИНА ЗОНДА	17м
ЗОНД	ТОЧКА ЗАПИСИ
A8.0M1.0N	14.5м
A4.0M0.5N	10.25м
A2.0M0.5N	14.75м
N0.5M2.0A	10.25м
A1.0M0.1N	13.55м
A0.4 M0.1N	12.95м
N11M0.5A	12.25м
РЕЗИСТИВИМЕТР	6.0м
БК	17.68м
ИК	19.67м
ПС	15.75м

Питание прибора осуществляется переменным напряжением 400 Гц. от УИП 1. Источник питания должен находиться в режиме стабилизированного напряжения. Потребляемый ток измеряется самим прибором и выдается в коде. Измеренное значение показывается в отдельном окне. Номинальное значение тока 400 (+20, -20)мА.

Подстройка тока питания прибора производится изменением значения **напряжения** в окне управления источником питания.

Для тарировки резистивиметра необходимо войти окно **“Ввод тарировок вручную”** и ввести значение коэффициента резистивиметра. При отсутствии тарировки $K_p=0,5$.

Постоянная фильтрация зондов – 0.1 сек.

Постоянная фильтрация ПС – 0.5 сек.

РКС-3М

Прибор радиоактивного каротажа предназначен для исследований нефтяных и газовых скважин с целью определения коэффициента пористости горных пород (метод двухзондового ННК-Т), регистрации естественной радиоактивности (гамма-каротаж) и локации муфт колонны обсадных труб

Описание характеристик аппаратуры РКС-3М Таблица 2.4.

ВЕС	54 кг
ДИАМЕТР	90 мм
ДЛИНА	3445 мм
ТЕМПЕРАТУРА	До 120 град.С
ДАВЛЕНИЕ	40 Мпа
ТОЧКА ЗАПИСИ БЗ	214 см
ТОЧКА ЗАПИСИ МЗ	223 см
ТОЧКА ЗАПИСИ ГК	50 см
ТОЧКА ЗАПИСИ ЛМ	100 см
ПРЕДЕЛЫ ИЗМЕРЕНИЯ:	
Кп (Н)	0-40 %
ГК	5-250 мкр/ч
СКОРОСТЬ ЗАПИСИ	160 м/ч

Сопротивление прибора:

1 жила, 2 жила = 20 Ком в прямой и разряд емкости в обратной полярности.

3 жила = 2 Ком.

Питание прибора:

1 жила, 2 жила - Питание постоянным током (**130-150**) мА от источника питания, подключённого к разъёму **УИП1** на **БК**, через среднюю точку фантомного трансформатора, включенного между жилами 1 и 2.

Падение напряжения на выходе источника питания, подключённого к разъёму **УИП1** на **БК**, при нормальной работе прибора около **55 В**.

Информационные сигналы:

1 жила, 2 жила - Передаются импульсы разной полярности через фантомный трансформатор. В приборе три канала:

большой зонд ННК – импульсы отрицательной полярности на выходе фантомного трансформатора (Контролировать на **Входе №4** осциллографа);

малый зонд ННК - импульсы положительной полярности на выходе фантомного трансформатора (Контролировать на **Входе №4** осциллографа);

ГК - импульсы положительной полярности на средней точке фантомного трансформатора (Контролировать на **Входе №0** осциллографа).

3 жила - Передаётся сигнал от магнитного локатора (Контролировать на **Входе №2** осциллографа).

ЦМ 8-12

Предназначен для контроля качества цементировки скважин обсаженных кондукторами и техническими колоннами диаметром от 219 до 324 мм.

Описание характеристик аппаратуры ЦМ 8-12. Таблица 2.5.

ВЕС	120 кг
ДЛИНА	2000 мм
ТЕМПЕРАТУРА	До 100 град. С
ДАВЛЕНИЕ	40 Мпа
ДЛИНА ЗОНДА ЦЕМЕНТОМЕРА	350 мм
ДЛИНА ЗОНДА ТОЛЩИНОМЕРА	160 мм
СКОРОСТЬ ЗАПИСИ	До 800 м/ч
ТОЧ. ЗАПИСИ ТОЛЩИНОМЕРА	129 см
ТОЧ. ЗАПИСИ ЦЕМЕНТОМЕРА	120 см

Питание прибора от УИП 1 стабилизированным постоянным током 150 мА.

Для работы с прибором используется трехжильный каротажный кабель.

Принцип работы заключается в регистрации рассеянного гамма-излучения по периметру и стволу скважины от источника гамма-излучения с помощью измерительных зондов малой (толщиномер) и большой (цементмер) длины.

Зонды расположены по кругу и сдвинуты относительно друг друга на 120 градусов.

По каждой жиле на поверхность передаются данные цементомера (импульсы полярности) и толщиномера (импульсы полярности).

Показания зондов контролировать на Входах № **0; 1; 2** осциллографа.

Применяемый источник гамма-квантов – Цезий 137 с энергией излучения 0,66МэВ.

5.1.3. Метрологическое обеспечение работ

С помощью геофизических методов определяют ряд свойств горных пород:

- Электромагнитный (замагничивание, диэлектрическая константа).
- Ядерный
- Механические (плотность)
- Акустический (скорости волны)
- Оптический
- Тепловые (теплопроводность, теплоемкость)

Метрология-наука о точности и единства измерений.

Единство измерений-это состояние измерений, при котором результаты выражены в указанных единицах и погрешности измерений известны с заданной вероятностью, и эти значения остаются неизменными на протяжении всех выпущенных оборудования этого типа.

Система метрологического обеспечения ГИС представляет собой комплекс технических и методических средств, обеспечивающих единство, достоверность и требуемую точность результатов измерений.

Основной целью метрологического обеспечения ГИС является повышение эффективности геолого-геофизических работ путем улучшения точности и достоверности геофизической информации, получаемой в результате геофизических исследований в скважинах.

Системный подход к метрологическому обеспечению ГИС должна включать в себя следующие этапы: выбор параметров, измеряемых

геофизических исследований; развитие точности, воспроизводя Размер измеряемых параметров; выбор и обоснование нормируемых метрологических характеристик геофизической аппаратуры; разработка поверочных схем, определения передачи размера единиц исходного инструменты измерения и измерительные приборы и комплексы, а также связывание единиц измерения, используемых в Геофизике основных физических величин; разработка методов аттестации, калибровки и поверки стандартных и рабочих средств измерений; аттестация методов измерения геофизических и геологических параметров, в том числе режимов измерений, методов учета влияющих факторов и методов оценки качества полученных результатов. Определяющей целью этих этапов является создание методического и аппаратного инструментария, позволяющего определить точность и достоверность получаемой ГИС-информации, выбрать оптимальную точность средств измерений и соответствующие им методы интерпретации.

Необходимость столь широкой постановки задач метрологического обеспечения ГИС диктуется конечной целью ГИС – получением количественной информации о геологическом параметре с гарантированной точностью.

Отсюда можно выделить основные объекты метрологического обеспечения ГИС:

* Технические измерительные приборы, используемые в ГИСТЕРОСКОПИИ

* Методы измерений в скважинах

* Алгоритмы решения прямых и обратных задач отдельных методов ГИС

* Методы отбора проб и связывания образцов горных пород

* Измерительные приборы для петрофизических исследований образцов горных пород

* Методы лабораторных исследований образцов горных пород

* Методы определения геологических параметров по результатам измерений в скважинах и петрофизических исследований.

Таким образом, метрологическое обеспечение ГИС должно охватывать все этапы преобразования геофизической информации, начиная от фактических измерений в скважинах и заканчивая результатами интерпретации.

Калибровочная карта и ее аналитические свойства

Если измеряемое свойство отмечено буквой P , то прибор любым геофизическим методом определяет функциональную зависимость $I(P)$, которая называется калибровочной характеристикой измерительного прибора. Процедура получения калибровочных характеристик называется калибровкой измерительного инструмента.

При построении градуировочных характеристик обычно измеряют несколько входных величин p_i и по ним определяют выходные величины $y_i = I(p_i)$. По этим экспериментальным данным строят градуировочную характеристику $y = I(p)$, которую фиксируют и затем используют для оценивания значений входных величин по выходным. Градуировочные характеристики средства измерения могут быть представлены в аналитическом виде и в виде графика или таблицы.

Аналитические свойства калибровочного графика

1. Однообразие.

Очевидно, что при решении задач интерпретации данных геофизических методов для получения однозначных результатов необходимо иметь монотонный график калибровки.

2. Гладкость

Граф калибровки не может иметь разрывов.

3. Линейность

Для удобства интерпретации мы всегда стараемся получить как можно более простую зависимость, предпочтительно линейную (для моделирования достаточно двух моделей) или параболическую (три модели).

Поскольку калибровочный график является свойством не только геофизического метода, но и прибора, то оптимизация – проектирование

геофизического прибора, направленное на получение простого тарировочного графика.

Важнейшим средством сохранения единства измерений является воспроизведение и хранение единиц измерения с помощью эталонов.

Стандартная Единица измерения это средство измерения, обеспечивающее воспроизведение и хранение единиц измерения с целью передачи на более низкий уровень схемы поверки средств измерений, воспроизводящих единицы измерения с максимально возможной точностью на современном уровне науки и техники.

Строительство опорного полигона не всегда возможно по разным причинам, например, при аэросъемке необходимо производить замеры на большой площади, а для этого требуются большие деньги.

Поэтому в качестве альтернативы эталонным полигонам используются модели, построенные с использованием метода Монте-Карло. Также используются теоретические и экспериментальные поддоны.

На количество требуемых моделей влияет гладкость калибровочного графика, поэтому всегда старайтесь получить как можно более простую зависимость, предпочтительно линейную.

Общие характеристики геофизического метода

1. Глубинность метода (радиус зоны исследования)

а) наземная съемка

Глубинность – максимальная глубина, за которой не чувствуется влияния подстилающих пород.

б) измерения в скважине

Глубина-радиус цилиндра, за которым отсутствует влияние изменений петрофизических свойств горных пород.

Рассмотрим в целом функционал $I(P)$, зарегистрированный некоторым геофизическим методом, зависящий от вектора петрофизических параметров. Введем радиус R цилиндрической области, терпимой с зондом, за пределами которого любые изменения петрофизических свойств пород приводят к относительно небольшим (меньше заданного ϵ) изменениям показаний метода.

Функционал I неявно зависит от параметра R $I(P|R)$.

При $R \rightarrow \mu \lim I(P|R) = I(P)$.

$\{ | I(P|R) - I(P) | \} < \epsilon$ (ϵ обычно принимают равной 5-10%)

т.е. R реально влияет на выбор радиуса модели.

1. Глубина нейтронного и гамма-гамма-методов увеличивается с увеличением начальной энергии источника и уменьшением энергии регистрации и незначительно растет с ростом размера зонда.

2. Разрешающая способность по высоте

Функционал $I(p)$, регистрируемый некоторым геофизическим методом зависит от мощности пласта h $I(p|h)$.

В пласте бесконечной мощности, т.е. при $h \rightarrow \mu \lim I(p|h) = I(p)$, показания выходят на асимптотические значения.

Для каждого метода существует такая мощность h_{\min} пласта, что пласты меньшей мощности геофизический прибор не различает и усредняет показания в пачке тонких пластов такой мощности.

Разрешающей способностью по толщине пласта называется такая величина минимальной мощности пласта h_{\min} , выделяемого по показаниям метода как пласт бесконечной мощности. Разрешающие способности зондов НК аппаратуры СРК равны следующим значениям:

НГК-60 - 70 см, ННК_т - бз - 65 см, ННК_т - мз - 35 см, ННК_{нт} - бз - 55 см, ННК_{нт} - мз - 25 см.

Для ГГК $h_{\min} = 20-30$ см

Для ННК $h_{\min} = 40-50$ см

Для НГК $h_{\min} = 50-60$ см

3. Чувствительность любой геофизический метод имеет погрешность измерения. Согласно диаграмме тарировки, вы можете найти ошибка измерения параметра.

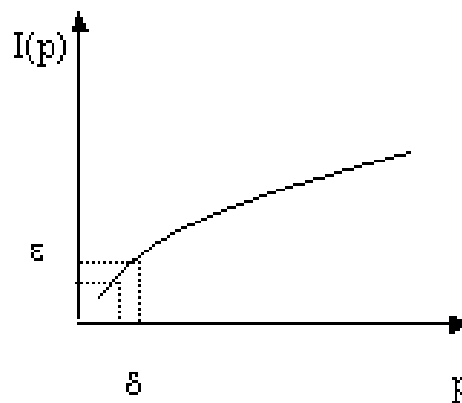


Рис 2.3. Градуировочный график.

$$\varepsilon = \left| \frac{\partial I}{\partial p} \right| \delta$$

Данное соотношение называется чувствительностью геофизического метода (размерности)

4. Порог чувствительности

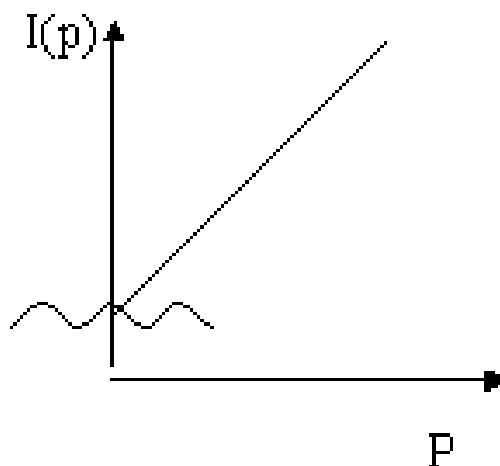


Рис 2.4. Градуировочный график.

Вводится для радиоактивных методов, т.к. существует радиоактивный фон и если чувствительность опускается на уровень фона, то определение p становится невозможным.

5. Обработка и геолого-промысловая интерпретация результатов геофизических исследований скважин при контроле за разработкой газовых (нефтяных) месторождений.

Контроль точности измерений

Результаты ГИС требуют тщательного мониторинга, целью которого является выявление ошибочных и нестандартных материалов.

По первичному материалу необходимо проверить следующее:

- оформление заголовков;
- разметку глубин, в частности, отбивку меток на диаграмме, соответствие расстояния между ними требуемому значению, правильность расчета цены первой метки для каждого вида каротажа, совпадение глубин башмака обсадной колонны и забоя определенных по диаграммам - с данными бурения;
- градуировочные записи: установку силы тока, компенсацию положения нулевой линии, установки масштабов записи и переносов кривой;
- проведение измерений сопротивлений изоляции, жил кабеля, зонда, измерительных и силовых цепей лаборатории и скважинных приборов;
- режим работы аппаратуры: скорость записи, правильность выбора пределов измерений, при радиоактивном каротаже: правильность выбора постоянной времени интегрирующей ячейки; соответствия режима работы условиям измерений;
- отсутствие помех и искажений в результатах измерений;
- соответствие между собой результатов повторных измерений, данных каротажа, полученных в различное время, а также соответствие диаграмм разных видов каротажа известным геофизическим характеристикам пластов.

На основе этого сравнения, можно оценить возможную погрешность результатов измерения. При тех же условиях исследования, абсолютная погрешность равна половине разницы между первым и вторым измерениями. Относительная погрешность получается из отношения абсолютной

погрешности к среднему значению измеряемого параметра по двум измерениям. Погрешность регистрации кривой и отклонение калибровочных записей от номинальных значений должны находиться в пределах, указанных в инструкции для каждого метода.

Погрешность измерений ПС не должна превышать 5% от амплитуды. Искажение Кривой СС из-за намагниченности лебедки, гальванографии, блуждающих токов, перемотки кабеля не должно выходить за пределы этой погрешности.

Скольжение "глиняной линии" по кривой ПС, вызванное поляризацией электродов, не должно превышать 1 МВ на 100 м.

Погрешность измерений БК:

- допустимые отклонения показаний БК от теоретических - 20%;
- допустимая погрешность по контрольной записи - 10%;
- нестабильность стандарт-сигнала в начале и конце записи - 3%.

Погрешность измерений КВ

Погрешность измерения при определении диаметра скважин не должна превышать 1,0 см.

В коллекторах обычно наблюдается уменьшение диаметра из-за глинистой корочки около 1-2 см.

На плотных глинах зафиксированный диаметр скважины равен диаметру долота.

Кривые отклонения рычагов суппорта (радиусов) могут иметь синусоидальную форму, что обусловлено вращением устройства в скважине. В этом случае профильные кривые должны регистрировать реальный диаметр скважины.

Погрешность измерений ИК

Допустимая погрешность измерений электропроводности составляет 10% от измеряемой величины.

Разница в измерении "нуль в воздухе" до и после каротажа - не более 3%.

Кажущееся сопротивление плотных глин, полученных из активной и реактивной составляющих индукционного каротажа не должна отличаться более чем на 10%.

Для пересчета электропроводности, полученной по данным индукционного каротажа на сопротивление, необходимо использовать поддоны (или формулы пересчета), изготовленные для конкретного оборудования.

Погрешность измерений НКТ

Качество материала НКТ оценивается по следующим параметрам:

- допустимая погрешность измерения скорости счета по результатам основной и контрольной записи не должна превышать 3%;
- в случае проведения калибровки, значения относительной погрешности измерения водородосодержания до и после замера должны удовлетворять неравенству:

$$\delta K_{\text{п}} \leq 4,2 + 2,3 \cdot (40/K_{\text{п}} - 1),$$

где $\delta K_{\text{п}}$ – относительная погрешность измерения водородосодержания, %;

$K_{\text{п}}$ - водородосодержание, %.

Качество материала ГК оценивается по следующим параметрам:

- предельное расхождение от рабочего эталона (в сравнении с днем градуировки) не должно превышать 10%;
- погрешность измерений по результатам основной и контрольной записи не должна превышать 20% при радиоактивности пород до 10 мкР/ч, 15% - при радиоактивности от 10 до 20 мкР/ч и 10% - при более высоких значениях радиоактивности.

5.2. Геологическая интерпретация геофизических данных

Обработка результатов геофизических исследований скважин включает: прием исходного геофизических материалов, их ввод и редактирование, конвертирование значения кодов оборудования в натуральных единицах измерения, оценки качества сырья, справочник для стратиграфического разреза скважины и конструктивных особенностей производства столбца, составление графических планшетов интерпретация результатов, создание и поддержание архива данных, геологических отчетов, сдача выданы заключения геологических служб заказчика. Условно вышеописанные операции по обработке геофизических материалов, называются геофизической интерпретацией.

Конечный результат-геологическое и коммерческое заключение по результатам исследований. Выводы составлены на основе комплексной геолого-геофизической интерпретации всей информации на скважине, включая результаты ГИС при строительстве скважин, оценки качества отверстия крепления, определения коллекторских и фильтрационных параметров пластов и их насыщенность, а также результатов предыдущих геологических и полевых исследований с привлечением априорных данных на же такая Комплексная оценка относится к этапу геологической интерпретации.

Сложность решаемых задач в комплексной интерпретации, разнообразие геологических, промысловых и технических условий не позволяют дать Общие формализованные программы геологической интерпретации ПГИС, для всех геологических и промысловых задач. По этой причине в данном разделе рассматриваются только общие методологические вопросы геологической интерпретации, а не конкретное содержание выданных выводов.

Геофизическая интерпретация ПГИС

1. Первым пунктом выполнения геофизической интерпретации является приемка исходных материалов промыслово-геофизических исследований, включающая в себя:

- Интерпретатор производит загрузку исходных данных ГИС на сервер локальной сети КИП с переносного цифрового устройства.
- Проверяется наличие документации:
 - заявка на проведение ПГИС, акт на готовность скважины, наличие подписи ответственного представителя заказчика;
 - наличие операторского бланка, с подписью начальника партии;
 - наличие заполненного акт-наряда на выполненный объем работ (2 экземпляра), подписанного заказчиком и начальником партии.
- Поступление заявки заносится в журнал приемки. В журнале указывается: дата каротажа, дата сдачи данных, название комплекса ПГИС, от кого принят материал.
- В случае невозможности выполнения вышеуказанных пунктов, например не читается файл с переносного цифрового устройства, отсутствует перечисленная документация, приемка материала не производится, оперативно решается вопрос доставки недостающих материалов.
- Производится копирование растровых образов документации на сервер локальной сети КИП.

2. Осуществляется Ввод данных, редактирование глубин на магнитных метках для кабельных отказов в оборудовании, а также передача кодов прибора в физических единицах Эталонбанка зависимостей. Ввод данных включает следующие операции:

- Готовится схема ввода данных в соответствии с формой оператора. В макет записывается файл: количество скважин, куст, код места рождения, Дата каротажа. Для каждого файла данных вводятся данные: номер файла, номер канала, точка записи, Тип записи, направление, шаг квантования, значения проверок, выбирается формула ссылочной зависимости и вводятся

коэффициенты ссылок. Проверяются наличие и сроки ссылки на базу и скважину. При вводе проводится оценка качества цифровых материалов, согласно инструкции.

- Ввод данных производится в пределах автоматизированного рабочего места геофизика на персональном компьютере. Результаты ввода данных копируются в соответствующую директорию на сервер локальной сети КИП.

3. На следующем этапе производится редактирование исходных данных по глубине и амплитуде - нормализация разновременных замеров геофизических параметров, основных и повторных записей, привязка к разрезу скважины и особенностям конструкции Э/К.

- На персональном компьютере создается рабочая интерпретационная директория. Производится поиск предыдущих архивных материалов ГИС необходимых для комплексной геолого-геофизической интерпретации текущего материала на сервере в локальной сети КИП. Архивные данные совмещаются с текущими, в пределах одного файла в рабочей директории.

- Производится увязка по глубине и амплитуде текущих записей.

- Производится оценка данных, согласно инструкции.

4. Обработка данных выполняется для получения пиковых, индексных кривых, параметров круговой развертки. Объем геофизической количественной интерпретации зависит от геологической задачи и рассматривается для каждого комплекса отдельно.

Общие шаги обработки данных следующие:

- Результаты количественной обработки сохраняются в рабочем файле.

- Краткий текст заключения составляется в рабочей базе данных на основе результатов количественной и качественной интерпретации текущих полевых геофизических данных, геологических, полевых и технических условий измерений в скважине и анализа разработки месторождения в целом.

- Проведена оценка качества сырья по полученным результатам количественной интерпретации.

- Составляется геологический отчет по выполненным текущим объемам ПГИС на скважине, каждому методу присваивается оценка качества – хорошо,

удовлетворительно (дефект), брак, с подробным описанием характера дефекта, брака. Результаты заносятся в файловую таблицу на сервере КИП.

- Выбранные методы визуализируются с отметкой "для официального использования". Дефектные объемы в акте-наряде не представляются к оплате, в исчерпывающей трактовке брак не используется и заказчику не выдается.

- Составляется сводный геологический отчет по выполненным объемам работ, бракам и дефектам с периодичностью 1 месяц, 3 месяца, 6 месяцев, 12 месяцев. Производится визуализация сводных геологических отчетов по установленной форме.

5. Производит визуализацию полученных результатов и общие выводы.
Справедливо:

- загрузка графического макета вывода с сервера локальной сети в рабочий каталог. Макет подбирается в соответствии с геологической задачей.

- загрузка в программу визуализации результатов интерпретации, текста заключения, текущих исходных материалов и результатов предыдущих измерений ГИС.

- проверка полученных результатов интерпретации начальником КИП и главным геологом ГС, утверждение полноты и правильности выдаваемых заключений.

- визуализация графического планшета заключения в пяти экземплярах.

- подтверждение выполняемого объема исследований в акт-наряде.

- создание экспортного файла данных в формате *.las.

6. Производится копирование на сервер КИП результатов интерпретации, создание архива геофизического материала, по определенной схеме.

7. Проверяется правильность структуры архивных файлов и содержимого файлов, хранящихся у администратора архивной базы данных.

8. На сервере КИП создается опись выданных заказчику материалов, копирование файлов экспорта выданных материалов на портативные цифровые устройства, справочник выданных материалов по описи.

9. Материал Доставляется в геологические отделы заказчика.

Геологическая интерпретация ПГИС

Метод комплексной геолого-геофизической интерпретации направлен на решение задач управления разработкой газовых и нефтяных месторождений, решаемых полевыми геофизическими методами. Если комплекс предусматривает решение всех задач, то одновременно следует начать интерпретацию с определения технического состояния скважины, а затем приступить к изучению эксплуатационных характеристик пласта и процесса вытеснения газа (нефти).

1. Исследования процесса вытеснения нефти в пласте.

Исследование процесса вытеснения газа (нефти) в пласте включает:

- контроль за перемещением газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) контактов;
- контроль над перемещением водонефтяного (ВНК) контакта;
- определение текущих и остаточных значений газонасыщения (K_g), (K_{go}) в пласте;
- определение текущих и остаточных значений нефтенасыщения (K_n), (K_{no}) в пласте;
- определение контуров газоносности (нефтяносности) залежи;
- контроль над продвижением фронта закачиваемых вод (ФЗВ).

2. Исследования эксплуатационных характеристик пласта.

ОЦЕНОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Наиболее важными оценочными параметрами нефтегазового месторождения являются физические свойства пород K_p , $K_{p.o}$, $K_{p.эф}$, $K_{пр}$, $K_{гл}$, $K_{нг}$.

Все породы, входящие в состав земной коры, содержат полости (поры), которые в естественных условиях заполняются пластовой водой, различного рода газами, нефтью или смесью этих флюидов.

Количественный объем всех типов пор и полостей в породах обычно оценивается по коэффициенту пористости (K_p).

$$K_n = V_n / V,$$

где V_n - объем полостей, заключенных в породе;

V - объем породы.

Важное значение, при изучении физических свойств породы, имеет вид полостей. В этом случае коэффициент общей пористости равен:

$$K_p = (V_{п.мз} + V_T + V_{кав}) / V = K_{п.мз} + K_T + K_{кав},$$

где $V_{п.мз}$, V_T , $V_{кав}$ - объемы пор межзерновых, трещин, каверн соответственно,

$K_{п.мз}$, K_T , $K_{кав}$ - их коэффициенты.

Соотношение общей пористости используется для построения петрофизических зависимостей. Он оценивает объем всех полостей, как сообщающихся (открытых), так и не сообщающихся (закрытых).

$$K_p = (V - V_{ТВ}) / V = 1 - \delta_{пс} / \delta_{ТВ},$$

где V - объем сухой породы,

$V_{ТВ}$ — объем твердой фазы в породе,

$\delta_{пс}$, $\delta_{ТВ}$ - плотности сухой ненарушенной породы и твердой фазы соответственно.

Коэффициентом открытой пористости ($K_{п.о.}$) оценивается объем пор сообщающихся между собой и с окружающей средой. Открытую пористость определяют путем взвешивания сухих и насыщенных керосином образцов пород.

$$K_{п.о} = V_{п.о} / V,$$

где $V_{п.о}$ - объем пор заполненных керосином.

Кроме того, существуют коэффициенты эффективной и динамической пористости.

Эффективный коэффициент пористости ($K_{п.эф}$) - это мера полезная емкость рок углеводородов нефти и газа и представляет собой объем открытых пор за исключением объема, заполненного физически связанной и капилано-удержанной пластовой воды.

$$K_{п.эф} = (V_{п.о} - V_{в.св}) / V = K_{п.о} (1 - K_{в.св}),$$

где $K_{в.св}$ - коэффициент водонасыщения, определяющий содержание связанной воды в единице объема пор,

$V_{B.CB}$ - объем связанной воды.

Надежность значения КП.ЭФ будет зависеть от точности определения количества связанной воды в породе.

Динамический коэффициент пористости (КПД) показывает, в какой части объема породы при заданном градиенте давления может наблюдаться движение жидкости или газа. Этот объем определяется на образце, содержащем остаточную воду и насыщенный керосин, как разница между объемом эффективных пор.

$(V_{п.о} - V_{B.CB})$ и объемом пор $V_{H.O.}$.

$$К_{п.д} = (V_{п.о.} - V_{B.св.} - V_{H.O.})/V = (V_{п.эф.} - V_{H.O.})/V = К_{п.о.}(1 - K_{в.о.} - K_{H.O.}),$$

Другим важным оценочным параметром является коэффициент проницаемости ($K_{пр}$).

Проницаемость-свойство горных пород фильтровать через себя жидкости жидкости или газ под действием градиента давления. Лучшей проницаемостью являются крупнозернистые породы (Пески, песчаники, алевролиты). Мелкие породы (глина, аргиллиты) имеют очень тонкие капилляры, поэтому практически не проницаемы. Такие породы часто служат ширмами нефти и газа.

Для определения проницаемости горных пород обычно используется закон фильтрации Дарси: линейная скорость фильтрации жидкости в породе пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости. Коэффициент пропорциональности КПр в этом уравнении называется коэффициентом проницаемости породы:

$$v = Q/F = K_{пр}(1/\mu)(\Delta p_{пл}/\Delta L),$$

где v - линейная скорость фильтрации;

Q - объемный расход жидкост; F - площадь фильтрации;

μ - динамическая вязкость жидкости;

$\Delta p_{пл}$ - перепад давления;

ΔL - длина фильтрующей пористой среды.

$$K_{пр} = (Q \mu \Delta L)/(F \Delta p_{пл}).$$

Таким образом, за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой

площадью $F = 1 \text{ м}^2$, $\Delta L = 1 \text{ м}$ и при перепаде давления $\Delta p_{пл} = 1 \text{ Па}$ расход жидкости вязкостью $\mu = 1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составит $Q = 1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Под абсолютной (или физической) проницаемостью понимают проницаемость пористой среды, которая определена при фильтрации естественной фазы, физически и химически инертной к породе.

Обычно такой фазой являются газообразный азот или воздух. Абсолютная проницаемость - это свойство породы и она практически не зависит от свойств флюида. Определение ее производится на отмытых и экстрагированных от углеводородов сухих образцах и зависит она от среднего давления $\Delta p_{пл}$.

Кроме коэффициентов пористости и проницаемости для построения петрофизических зависимостей используют коэффициент глинистости.

Глина-свойства осадочных горных пород, которая характеризуется содержанием минерального скелета породы частиц с эффективным диаметром менее 10 мкм. Содержание глины на обычно устанавливается в соответствии с гранулометрическим составом и рассчитывается по формуле:

$$C_{гл} = m / m_{т.в.},$$

Где $C_{гл}$ - массовая глинистость в долях единицы;

$m_{т.в.}$ - масса сухой навески анализируемого порошка - твердой фазы минерального скелета породы;

m - масса фракции с $d_{эф} < 10 \text{ мкм}$.

В петрофизической и геофизической практике используют параметры глинистости, производные от массовой глинистости - объемную ($K_{гл}$) и относительную ($\eta_{гл}$) глинистость.

При равенстве плотности скелетных зерен породы и глинистой фракции ($\delta_{ск} = \delta_{гл}$) коэффициент объемной глинистости равен:

$$K_{гл} = C_{гл}(1 - K_{п}),$$

где $K_{п}$ - коэффициент общей пористости.

если $\delta_{ск}$ не равно $\delta_{гл}$, тогда

$$K_{гл} = C_{гл}(\delta_{ск} / \delta_{гл})(1 - K_{п})$$

Параметр $K_{гл}$ характеризует долю объема породы, занимаемую глинистым материалом; его удобнее использовать при построении различных моделей породы для сопоставления с геофизическими параметрами породы.

Коэффициент относительной глинистости $\eta_{гл}$, характеризует степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зернами:

$$\eta_{гл} = K_{гл} / (K_{гл} + K_{п}),$$

в породе-коллекторе глинистый материал присутствует в виде агрегатов - скоплений глинистого цемента, занимающей обособленные объемы с присущей им внутренней пористостью $K_{п.гл.}$. Объемное содержание в породе таких агрегатов характеризуется коэффициентом агрегатной глинистости:

$$K_{гл.агр.} = K_{гл} / (1 - K_{п.гл.}).$$

Присутствие в породе глинистых минералов имеет большой интерес для петрофизики глинистых коллекторов по следующим причинам:

- Глинистость существенно влияет на пористость и проницаемость. С ростом глинистости фильтрационно-емкостные свойства коллектора ухудшаются.
- Образование пленок адсорбированной воды с аномальными физическими свойствами, ведет к возникновению аномальных физических и физико-химических свойств глинистых пород, которые необходимо учитывать при анализе материалов ГИС.
- Содержание и минеральный состав глинистого материала главные факторы, определяющие способность породы играть роль литологического экрана нефтяной или газовой залежи.

Коэффициенты нефтенасыщения K_n и газонасыщения K_g пород определяются методом сопротивлений по параметру $R_n(R_g) = r_{np}/r_{вп.}$. Разрабатываются способы определения K_n и K_g нейтронными методами.

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Основным условием выделения коллекторов по геофизическим данным является их отличие от вмещающих пород-не-коллекторов по физическим свойствам (пористость, глинистость, проницаемость).

Особенности коллектора подразделяются на прямые (качественные) и косвенные (количественные). Качественные характеристики, используемые для изоляции коллектора, основаны на более высокой проницаемости коллектора по сравнению с вмещающими породами и проникновении фильтрата бурового раствора в пласт.

Отбор пород-коллекторов производился по комплексу качественных признаков диаграмм полевых геофизических исследований:

- отрицательная аномалия кривой ПС;
- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным, фиксируемое на кавернограммах (наличие глинистой корки);
- наличие проникновения промывочной жидкости в пласт по данным БКЗ;
- низкая естественная радиоактивность на ГК.

При выделении эффективных мощностей исключались все прослои, которые охарактеризованы как уплотненные или глинистые, по одному из геофизических методов.

При выделении коллекторов по количественным признакам используются количественные критерии различных параметров, соответствующих границе коллектор-неколлектор. Обычно используют следующие геофизические параметры:

1. коэффициент проницаемости и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости, глинистости, карбонатности;
2. коэффициенты фазовой проницаемости по нефти, газу и воде;
3. геофизические параметры: относительная амплитуда ПС, удельное электрическое сопротивление, двойной разностный параметр ГК, параметр насыщения работающих и неработающих толщин.

Выделение коллекторов и оценка их насыщенности нефтью, газом или водой является одной из важнейших задач каротажа нефтяных и газовых

скважин. Среди коллекторов есть любые пористые, трещиноватые и проницаемые породы, которые обладают способностью приспособлять нефть, газ или воду и отдавать их в разработку.

Надежность размещения пласта зависит от степени знания геологического разреза, уровня теоретического развития метода и геолого-геофизических условий района.

ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ.

По методу потенциала собственной поляризации.

Возможность определения коэффициентов пористости пласта по данным естественной поляризации основана на близкой к прямолинейной зависимости диффузионно-адсорбционной активности горных пород от их относительной глинистости:

$$А_{да.п} = \eta_{гл} А_{да.гл} = K_{гл.п} * А_{да,гл} / (K_{гл.п} + K_{п});$$

Если породы, содержащие пласт, представлены глинами, то минеральный состав близок к глинам, содержащимся в пласте, затем скорректирован на сопротивление пород

$$А_{пс} = 1 - А_{да,п} / А_{да,вм} = K_{п} / (K_{гл.п} + K_{п})$$

Так как $\eta_{гл.вм}$ близко к единице.

Далее обратимся к палетке для определения коэффициента пористости $K_{п}$ песчаных коллекторов по параметру $A_{пс}$, это палетка кривых $A_{пс} = f(K_{п})$ при $K_{гл} = \text{const}$.

Зависимость между $A_{пс}$ и $K_{п}$ наиболее интенсивна в тех случаях, когда между $K_{п}$ и $K_{гл}$ существует коррелятивная связь вида

$$K_{п.р} = K_{п.ск} * e^{-a(K_{гл} / (K_{п.ск} - K_{гл}))} \text{ при } a > 1.$$

Необходимое условие возможности определения $K_{п}$ по $A_{да}$ ($A_{пс}$) - выдержанность минерального состава коллектора и вмещающих пород.

Определение $K_{п}$ по $A_{да}$ ($A_{пс}$) в практике может быть выполнено тремя способами - отношений, вероятностной единицы и приведения к стандартным

условиям. Здесь рассматривается только первый способ, дающий наиболее точные результаты.

При определении $K_{п.р}$ способом отношений на интерпретируемую диаграмму наносят линию глин, условно принимаемую за нулевую линию. Далее выбирают опорный пласт с возможно большей постоянной и известной пористостью (находится другими геофизическими методами или по представительному керну), создающий аномалию $\Delta U_{пс.оп} = \Delta U^{00}_{сп} * V_{сп,оп}$.

Для пласта x , коэффициент пористости которого определяют, вычисляют амплитуду $\Delta U_{пс}$, приведенную к неограниченной мощности

$$\Delta U^{00}_{сп.х} = \Delta U_{сп,х} / V_{сп.х}.$$

Где $V_{сп.х}$ - поправка, которая определяется по палеткам.

И рассчитывают

$$A_{пс}(U_{сп}) = \Delta U^{00}_{сп.х} / \Delta U_{пс.оп};$$

Далее по указанной выше палетке или по кривой составленной для изучаемого разреза, находят $K_{п.р}$.

Если в разрезе скважины нет коллектора с выдержанной и известной пористостью, в качестве опорной может быть использована другая порода (необязательно высокопористая).

С выдержанной диффузионно-адсорбционной активностью и электрическим удельным сопротивлением. Амплитуду аномалии $\Delta U_{пс.оп}$ в этой породе занимает эталон, и по отношению к ней составляют эталонную кривую, используемую в дальнейшем для определения коэффициента пористости.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ.

Способ градиента удельного сопротивления, предложенный М. Тиксье, основан на следующих положениях.

Вблизи водонефтяного контакта под действием капиллярного давления p_k происходит подъем подошвенных вод на высоту

$$h_{пер} = a p_k / (\delta_v - \delta_n)$$

где a — постоянная величина.

На основании экспериментальных данных коэффициент водонасыщения на расстоянии $h_{\text{пер}}$ от нижней границы переходной зоны:

$$K_{\text{в.св.}} = 1/(\sqrt{1+Fr_k})$$

где согласно М. Тиксье $F = \kappa^{1/2}_{\text{пр}}/b$.

Здесь b постоянная величина

Метод гамма-активности

Возможность определения коэффициента проницаемости по данным гамма-активности исходит из прямой связи между qy и $K_{\text{гл}}$ коллектора, во многом определяющей коэффициент проницаемости.

Для приближенной оценки коэффициента проницаемости может быть использована зависимость $\Delta Jy(qy)=f(K_{\text{пр}})$, построенная на основании статистической обработки результатов сопоставления $\Delta Jy(qy)$ коллекторов с их проницаемостью, определенной другими представительными методами.

Л. П. Долина предложила методику определения $K_{\text{пр}}$ по комплексному параметру $\Delta Jy/\Delta Jy$ позволяющую получить более точные результаты, чем отдельно по этим данным. Это объясняется тем, что возрастание $K_{\text{пр}}$ увеличивает ΔJy и уменьшает ΔJy следовательно, повышает интенсивность зависимости $\Delta Jy/\Delta Jy=f(K_{\text{пр}})$. Однако некоторые из искажающих факторов, например мощность коллектора, диаметр скважины, оказывают однозначное влияние на $\Delta Jy/\Delta Jy$ что частично компенсируется в относительном параметре и повышает точность расчета $K_{\text{пр}}$.

Метод гамма-активности рекомендован для исследования песчано-глинистых коллекторов низкой проницаемости, в которых величина $K_{\text{пр}}$ контролируется преимущественно глиной. По крайней мере, полезно изучать коллекторы, псаммитово-иловую составляющую, которая представлена минералами высокой радиоактивности.

Следует отметить, что методики определения $K_{\text{пр}}$ по геофизическим данным разработаны для коллекторов с пористостью гранулярного и микро трещинного типов, и непригодны для макро трещинных и кавернозных коллекторов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ

Особенности физических свойств пластика (глина) компонента твердой фазы позволяют в большинстве случаев установить объемное содержание глинистых частиц в пласте по геофизическим данным. Из геофизических методов определения глины наиболее распространены методы самополяризационного потенциала и естественного гамма-излучения.

Метод потенциалов собственной поляризации

Определение глинистости коллектора методом потенциалов собственной поляризации основано на использовании коррелятивных связей между диффузионно-адсорбционной активностью Ада (Апс) и коэффициентом глинистости Кгл.

Задача решается одним из следующих способов.

Способ относительной амплитуды аномалии $\Delta U^{00}_{\text{пс}}$

Сначала устанавливается зависимость:

$$\text{Апс} = \Delta U^{00}_{\text{пс}} / \Delta U^{00}_{\text{пс.мах}} = f(\text{Кгл})$$

Где $\Delta U^{00}_{\text{пс.мах}}$ - амплитуда аномалии потенциалов собственной поляризации в чистом коллекторе известной пористости.

Для определения глинистости отсчитывают на диаграмме величины аномалии $\Delta U^{00}_{\text{пс.}}$, $\Delta U^{00}_{\text{пс.мах}}$, вносят поправки за мощность и сопротивление изучаемых пород и бурового раствора.

Рассчитав отношение $\Delta U^{00}_{\text{пс}} / \Delta U^{00}_{\text{пс.мах}}$, находят абсциссу Кгл точки кривой ордината которой равна вычисленному Апс.

Этот способ разработан для коллекторов со слоистым залеганием глинистых пропластков.

Метод гамма-активности

В методе гамма-активности коэффициент глинистости определяется зависимостью естественной гамма-активности исследуемых пород от содержания глин известного минерального состава на кривых,

$$\alpha_{\text{ф}} = (q_{\gamma\text{х}} - q_{\gamma,\text{гл}=0}) / (q_{\gamma,\text{гл}=1} - q_{\gamma,\text{гл}=0}) = f(\text{Кгл}),$$

построенным на основании анализа представленного керна или обработки результатов геофизических исследований скважин. В последней формуле $q_{\gamma x}$, $q_{\gamma, \text{гл}=0}$, $q_{\gamma, \text{гл}=1}$ - соответственно гамма-активности изучаемого коллектора, чистой неглинистой породы и глин.

В большинстве случаев в разрезе скважин трудно встретить породы с $K_{\text{гл}}=1$ и $K_{\text{гл}}=0$, поэтому значения $q_{\gamma, \text{гл}=0}$ и $q_{\gamma, \text{гл}=1}$ предварительно рассчитываются по данным измерений интенсивностей $I_{\gamma, y}$ и $I_{\gamma, z}$ в породах y и z с известной глинистостью, одинакового минерального состава с исследуемой породой и соответственно гамма-активностью. Рассчитав $q_{\gamma, \text{гл}=0}$ и $q_{\gamma, \text{гл}=1}$ по номограмме находят искомое значение $K_{\text{гл}}$.

Величина q_{γ} рассчитывается при помощи палеток, поправочных коэффициентов за влияние диаметра скважины и радиоактивность бурового раствора или по специальной номограмме. Еще более точным является использование вместо весовой - объемной гамма-активности.

Если радиоактивность бурового раствора значительно ниже радиоактивности изучаемых пород и диаметр скважины достаточно постоянен, то вместо гамма-активности q_{γ} в формулы подставляются значения I_{γ} за вычетом фона.

Наибольшую погрешность в определение содержания глинистых коллекторов по данным гамма-активности из-за высокой радиоактивности пальмито-алевритовых фракций и недооценка условия скважины. В связи с этим метод гамма-активности в основном используется для определения глинистости коллекторов, содержащих слабо активную скелетную фракцию-кварцевый песок и песчаники, известняки и некоторые Доломиты, в условиях достаточно постоянного диаметра скважины и бурения скважин на воде или низкоактивных известковых буровых растворах.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ

Коэффициент нефтенасыщения K_n определяется методом сопротивлений по параметру нефтенасыщения $R_n(R_g) = \rho_{np}/\rho_{vp}$.

Где ρ_{np} – сопротивление нефтенасыщенного пласта;

ρ_{vp} – сопротивление водонасыщенного пласта.

Для вычисления R_n необходимо знать удельное сопротивление ρ_{np} , исследуемой нефтеносной породы и ее сопротивление ρ_{vp} при 100%-ном насыщении пор пластовой водой.

Сопротивление ρ_{np} нефтеносной породы определяется по диаграммам кажущегося и эффективного сопротивления.

Сопротивление ρ_{vp} рассчитывается по данным коэффициента K_p пористости породы и сопротивления ρ_v пластовых вод: $\rho_{vp} = R_p \rho_v$, или, если коллекторские свойства нефтегазоносного объекта достаточно постоянны, принимается равным его сопротивлению за пределами первоначального контура нефтегазоносности.

Определив ρ_{np} и ρ_{vp} рассчитывают $R_n = \rho_{np}/\rho_{vp}$.

Параметр насыщения неглинистых коллекторов практически не зависят от коэффициента их пористости и является обратной степенной функцией коэффициента K_v водонасыщения. Показатель n степенной зависимости $R_n = f(K_v)$ возрастает с увеличением гидрофобности коллектора, вычислив R_n по соответствующей номограмме [11. с.353], находят коэффициенты K_n и K_g .

Вторым фактором, понижающим точность определения коэффициента K_n , является глинистость.

В тех случаях, когда глинистые пропластки чередуются с нефтяными прослоями и угол их встречи со скважиной близок к 90° , удельное сопротивление нефтегазоносной глинистой породы:

$$\rho_{np,g} = \rho_{gl} \rho_{np} / ((1 - X_{gl}) \rho_{gl} + X_{gl} \rho_{np}),$$

где X_{gl} – доля пропластков глин в коллекторе.

Если пачка песчано-глинистых отложений водоносна, её удельное сопротивление:

$$\rho_{vp,g} = \rho_{gl} \rho_{vp} / ((1 - X_{gl}) \rho_{gl} + X_{gl} \rho_{vp}).$$

Таким образом, в глинистых песках и песчаниках отношение:

$$\rho_{нп,г}/\rho_{вп,г} = P_{н,г} = (X_{гг}\rho_v P_{п}/(1-X_{гг})\rho_{гг} + 1)/(X_{гг}\rho_v P_{п}P_{н}/(1-X_{гг})\rho_{гг} + 1),$$

$$P_{н} = (A+1)/(AP_{н}+1)P_{н} < P_{н}.$$

Из формулы следует, что $P_{н,г}$ тем значительно отличается от $P_{н}$ для чистых коллекторов, чем больше значение $P_{н}$ и параметр:

$$A = X_{гг}\rho_v P_{п}/(1-X_{гг})\rho_{гг} + 1,$$

т.е. чем больше в породе глинистого материала, тем больше его удельное сопротивление $\rho_{гг}$ выше и меньше коэффициента $K_{п}$ пористости коллектора (выше $P_{п}$). Таким образом, в отличие от чистых коллекторов для глинистых коллекторов $P_{н,г}$ зависит от коэффициента пористости. Палетка кривых $P_{н,г} = f(K_{н})$ для наиболее вероятной зависимости $P_{н,г} = f(K_{н})$ (кривая с шифром 0) для различных значений A (шифр кривых) приведена в [11. с.355]. Повышение глинистости уменьшает $P_{н,г}$ относительно $P_{н}$ и, следовательно занижает $K_{н}$, если параметр $P_{н,г}$ определен без учета глинистости.

Отметим, что величина $K_{н}$ полученная по кривым $P_{н,г} = f(K_{н})$, относится к $1 - X_{гг}$ объема коллектора. Поэтому в тех случаях, когда при подсчетах запасов нефти и газа берется мощность полная коллектора, следует использовать значение $K_{н\text{расч}}$, определяемое по формуле:

$$K_{н\text{расч}} = K_{н}(1 - X_{гг})$$

6. Специальное исследование

6.1 Теория ошибок

Существует аксиома о том, что образ действительности содержит некоторую погрешность. В теории ошибок используется общее определение погрешностей. Его можно выразить с помощью различных понятий, а именно:

I.Погрешность это разница между измеренным состоянием данной величины и действительным состоянием этой величины.

II.Если значение величины равно x , а принято значение x^* , то разность $x^*-x = \Delta$ и является погрешностью.

III.Погрешность это разность между измеренным значением величины и истинным значением этой же величины.

Здесь умышленно дано определение не ошибки измерения, а общей ошибки, которую мы будем называть погрешностью. В мысленных экспериментах можно пользоваться каждым из вышеприведенных определений, хотя лучшим, является второе.

При создании образов действительности с помощью измерений приходится иметь дело с двумя сферами: действительности и абстракции. Первое определение выражает погрешность в сфере действительности, третье в сфере абстракции. В первом приближении оба определения выражают одну и ту же погрешность в соответствующих сферах.

Понятие погрешности не связано непосредственно с отображением величины в значение; оно лишь выражает существование некоторого различия между двумя состояниями или значениями, не выясняя причин возникновения этого различия.

Погрешности по первому и третьему определениям можно связать между собой. Если обозначить: x -состояние величины, $x_{\text{действ}}$ -действительное состояние величины, x^* -значение величины, $x^*_{\text{ист}}$ -истинное значение величины, то

$$\Delta_1 = x - x_{\text{действ}}$$

$$\Delta_3 = x^* - x^*_{\text{ист.}}$$

Выше было принято, что отображением действительного состояния является истинное значение величины. Это допущение ведет в теории ошибок к наибольшим осложнениям, так как действительное состояние величины неизвестно, а следовательно, неизвестно и истинное значение. Нельзя доказать, что

$$x^*_{\text{ист}} = f^*(x_{\text{действ}})$$

поэтому оба понятия- $x_{\text{действ}}$ и $x^*_{\text{ист}}$ -используются для определения погрешности.

6.2. Виды погрешностей и их определение

Определения погрешностей формулируются для неких идеализированных условий, с тем чтобы это определение было по возможности простым. Тем не менее определение должно обеспечивать возможность отличать один вид погрешностей от прочих в тех ситуациях, когда одновременно присутствуют разные виды погрешностей.

Определение погрешности должно быть достаточным для ее идентификации как теоретическим, так и экспериментальным путями. При экспериментальной идентификации погрешностей существует ограниченное число степеней свободы.

При классификации погрешностей учитываются:

- а) характер погрешности-различают систематическую и случайную погрешности;
- б) условия измерения-в эталонных условиях погрешность называется основной, в иных условиях возникают еще и дополнительные погрешности;
- в) характер измеряемой величины и входных величин-различают статические и динамические погрешности;

г) физические причины погрешности, так называемые источники погрешностей, их много, к наиболее значительным относятся: погрешность калибровки, дополнительные погрешности, динамическая погрешность, погрешность квантования, контроля считывания показаний и т. д.

Все определения погрешностей опираются на базовое определение: погрешность это разность между значением величины и истинным значением этой же величины. Кроме того, погрешность показаний измерительной системы рассматривается как многомерный нестационарный случайный процесс:

Систематическая погрешность это погрешность, которая при многократном повторении измерений одного и того же значения измеряемой величины в одних и тех же условиях сохраняет постоянное значение либо изменяется по известному закону.

Случайная погрешность:

$$\{\Delta_p\} = \{\Delta\} - \Delta_s,$$

где Δ_s -систематическая погрешность, а Δ_p -случайная.

Так как систематическая погрешность имеет постоянное значение или изменяется по известному закону, то определение устанавливает значение этой погрешности и закон, по которому она изменяется.

Систематическая погрешность определяется математическим ожиданием ошибок при измерении одного и того же значения измеряемой величины в одних и тех же условиях.

Физический смысл определения систематической погрешности не изменяется в сравнении с классическим определением. Четко классифицируются погрешности, возникающие из-за случайных причин, и те, которые имеют одинаковый знак либо несимметричное распределение вероятностей относительно нулевого значения. Так, например, погрешность совпадения при подсчете импульсов с помощью счетчика Гейгера-Мюллера имеет всегда отрицательный знак; погрешность фона при изотопных измерениях имеет положительный знак. Математическое ожидание этих погрешностей отлично от

нуля, и соответствующие значения следует называть систематической погрешностью.

Свойства случайной погрешности изменяются, но ее определение остается неизменным. По определению случайной, а также систематической погрешностей математическое ожидание случайной погрешности равно нулю.

Это свойство не всегда соответствует физическому смыслу случайных погрешностей.

В определениях случайной и систематической погрешностей предполагается не слишком большое время измерений, такое, что функции во времени можно считать постоянными. Влияние времени эксплуатации измерительной системы на погрешности будет интерпретировано при рассмотрении основной погрешности. Там будут также определены динамические свойства погрешности, т. е. свойства процесса.

Основная погрешность ИС это погрешность в эталонных условиях. В таких условиях воздействующие величины x_i , $i=1, 2, \dots, m-1$, имеют постоянные значения, равные x_{i0} . Следовательно, основная погрешность является двумерным, нестационарным случайным процессом.

Систематическая составляющая основной погрешности называется погрешностью градуировки, а случайная составляющая погрешностью нестабильности.

Погрешность градуировки классическое понятие, кроме математического уточнения, ничего не изменяет; оно лишь интерпретирует результаты экспериментального установления погрешности. Теоретическим путем устанавливаются предельные значения погрешности градуировки, причем в процессе градуировки однократно или несколько раз реализуется значение этой погрешности, значение постоянное, хотя и неизвестное. Посредством подбора соответствующей процедуры градуировки можно, кроме того, уменьшить погрешность градуировки, например, в результате усреднения погрешностей нескольких эталонов (или сглаживания погрешностей).

Погрешность нестабильности понятие, которое вытекает из того факта, что случайная погрешность возникает в каждом измерении, а в эталонных условиях

обеспечиваются самые благоприятные условия измерения, сводящие случайные погрешности к минимуму. Таким образом, погрешность нестабильности является отличительным свойством каждого прибора, индивидуальной особенностью данного экземпляра прибора и характеризует его техническое состояние в данный момент времени. Погрешность нестабильности можно определить теоретически и экспериментально.

Дополнительная погрешность вызвана отличием условий измерения от эталонных условий. Как разница двух случайных процессов, дополнительная погрешность представляет собой многомерный нестационарный случайный процесс.

Дополнительная погрешность это погрешность, вызванная применением процедуры градуировки, упрощенной относительно естественной процедуры. Это упрощение состоит в том, что игнорируется отличие фактических условий от эталонных, что обусловлено практическими соображениями, поскольку в таком случае не надо измерять влияющие величины или демонтировать измерительный прибор.

Представленные выше погрешности ИС проявляются совместно, а не порознь, как они определены.

По способу выражения погрешности делятся на абсолютные и относительные.

«Абсолютная погрешность (absolute error) - алгебраическая разность между указанным значением и сравнительным значением».

$$\Delta_{\text{абс}} = x_{\text{изм}} - x_{\text{действ.}}$$

«Относительная погрешность погрешность, рассчитанная относительно действительного значения, полученного экспериментально с максимально возможной точностью (может быть выражена в процентах)».

$$\delta = (\Delta_{\text{абс}}/x_{\text{действ}})*100\%.$$

6.3. Расчетные работы

Данные были получены из проекта ОПЭ «ТомскНИПИНефть»: результаты оценки пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, остаточной водонасыщенности пластов серии Ю и Б на Мыльджинском газоконденсатном месторождении лабораторными методами, методами ГИС и ГДИ, которые представлены в таблице 3.1.

Данные ФЕС по Мыльджинскому месторождению. Таблица 3.1.

Пласт	Методы исследования	Наименование характеристик	Параметры пласта			
			Проницаемость, 10^{-15} м^2	Открытая пористость,	Начальная газонас.,	Остаточная водонас.,
			абс.	%	%	%
Ю ₁ ¹	Лабораторные исследования	Количество скважин	7	7	4	4
		Количество определ.	22	26	8	8
		Среднее значение	0,011	17,2	50,5	49,5
		Коэффиц. вариации, %	14,9	-	3,5	3,5
		Интервал изменения	0.012-0.054	13.6-21.1	22.2-63.3	36.7-77.8
	Геофизические исследования	Количество скважин	27	27	14	14
		Количество определ.	33	33	30	30
		Среднее значение	0,015	15	54	46
		Коэффиц. вариации, %	35,6	-	1,8	1,8
		Интервал изменения	0.002-0.083	12.9-20.4	46-80	20-54
	Гидродинамические исследования	Количество скважин	9			
		Количество определ.	9			
		Среднее значение	0,006			
		Коэффиц. вариации, %	4,69			
		Интервал изменения	0.0005-0.013			
	Рекомендуемые для проектирования	Среднее значение	0,005	15	54	46
		Коэффиц. вариации, %		-	1,8	1,8
Ю ₁ ²	Лабораторные исследования	Количество скважин	12	12	8	8
		Количество определ.	54	58	38	38
		Среднее значение	0,044	17,8	72,3	27,7
		Коэффиц. вариации, %	91,6	-	4,5	4,5
		Интервал изменения	0.001-0.318	14.6-24.1	46.9-85.2	14.8-53.1
	Геофизические исследования	Количество скважин	29	29	22	22
		Количество определ.	77	77	74	74
		Среднее значение	0,009	15	53	47
		Коэффиц. вариации, %	32,5	-	1,7	1,7
		Интервал изменения	0.0014-0.083	12.1-20.4	45-84	
	Гидродинамические исследования	Количество скважин	14			
		Количество определ.	14			
		Среднее значение	0,011			
		Коэффиц. вариации, %	50,4			
		Интервал изменения	0.0005-0.092			
	Рекомендуемые для проектирования	Среднее значение	0,006	15	53	47
		Коэффиц. вариации, %		-	1,7	1,7
Ю ₁ ³	Лабораторные	Количество скважин	18	18	17	17

	исследования	Количество определ.	173	180	136	136
		Среднее значение	0,05	17,4	70,2	29,8
		Коэффиц. вариации, %	137,9	-	3,54	3,54
		Интервал изменения	0.001-0.642	11.5-22.8	25.8-87.2	12.8-74.2
	Геофизические исследования	Количество скважин	40	40	26	26
		Количество определ.	52	52	42	42
		Среднее значение	0,031	18	73	27
		Коэффиц. вариации, %	27,5	-	1,2	1,2
		Интервал изменения	0.002-0.083	13.5-20.4	48-84	16-52
	Гидродинамические исследования	Количество скважин	9			
		Количество определ.	9			
		Среднее значение	0,039			
		Коэффиц. вариации, %	43,7			
		Интервал изменения	0.008-0.110			
	Рекомендуемые для проектирования	Среднее значение	0,027	18	73	27
		Коэффиц. вариации, %		-	1,2	1,2
Ю ₁ ⁴	Лабораторные исследования	Количество скважин	11	11	9	9
		Количество определ.	67	67	55	55
		Среднее значение	0,032	18,4	76,2	23,8
		Коэффиц. вариации, %	28,9	-	2,7	2,7
		Интервал изменения	0.003-0,196	12.5-27.3	40.8-87.2	12.8-59.2
	Геофизические исследования	Количество скважин	31	31	20	20
		Количество определ.	46	46	40	40
		Среднее значение	0,025	18	73	27
		Коэффиц. вариации, %	32,1	-	2	2
		Интервал изменения	0.0014-0.083	12.1-20.4	45-82	18-55
	Гидродинамические исследования	Количество скважин	9			
		Количество определ.	9			
		Среднее значение	0,017			
		Коэффиц. вариации, %	5,4			
		Интервал изменения	0.008--0.040			
	Рекомендуемые для проектирования	Среднее значение	0,023	18	73	27
		Коэффиц. вариации, %		-	2	2
Ю ₂ ¹	Лабораторные исследования	Количество скважин	9	9	9	9
		Количество определ.	26	26	26	26
		Среднее значение	0,059	18,3	62,2	37,8
		Коэффиц. вариации, %	57,1	-	4,6	4,6
		Интервал изменения	0.001-0.211	13.8-22.9	40.1-88.1	11.9-59.9
	Геофизические исследования	Количество скважин	9	9	9	9
		Количество определ.	26	26	24	24
		Среднее значение	0,012	17	62	38
		Коэффиц. вариации, %	39,5	-	1,6	1,6
		Интервал изменения	0.0019-0.083	13.5-20.4	47-78	22-60
	Гидродинамические исследования	Количество скважин				
		Количество определ.				
		Среднее значение				
	Рекомендуемые для проектирования	Среднее значение		17	62	38
				0	1,6	1,6
Ю ₂ ²	Лабораторные исследования	Количество скважин	1	1	1	1
		Количество определ.	4	4	4	4
		Среднее значение	0.008	13.5	46.7	53.3
		Коэффиц. вариации, %	-	-	1.8	1.8
		Интервал изменения	0.006-0.011	12.2-15.3	35-58.9	41.1-65

	Геофизические исследования	Количество скважин	6	6	6	6
		Количество определ.	8	8	8	8
		Среднее значение	0.013	18	62	38
		Коэффиц. вариации, %	21.8	-	1.9	1.9
		Интервал изменения	0.002-0.047	13.1-19.6	46-80	20-54
	Гидродинамические исследования	Количество скважин				
		Количество определ.				
		Среднее значение				
		Коэффиц. вариации, %				
		Интервал изменения				
	Рекомендуемые для проектирования	Среднее значение		18	62	38
		Коэффиц. вариации		-	1.9	1.9
Б10	Лабораторные исследования	Количество скважин	3	3	3	3
		Количество определ.	15	15	15	15
		Среднее значение	0.062	19.8	58	42
		Коэффиц. вариации, %	108.2	0.97	6.8	6.8
		Интервал изменения	0.001-0.21	11.1-24.2	36.5-82.5	17.8-63.5
	Геофизические исследования	Количество скважин	6	6	6	6
		Количество определ.	89	89	89	89
		Среднее значение	0.194	23	67	33
		Коэффиц. вариации, %	91	0	0.01	0.01
		Интервал изменения	0.131-0.292	22.4-24.0	41-96	Апр-59
	Гидродинамические исследования	Количество скважин	6			
		Количество определ.	6			
		Среднее значение	0.048			
		Коэффиц. вариации, %				
		Интервал изменения	0.001-0.118			
	Рекомендуемые для проектирования	Среднее значение	0.048	18*	62*	38*
		Коэффиц. вариации, %		-	-	-

При помощи программы Excel, были рассчитаны абсолютные и относительные погрешности для всех интересующих нас параметров (как отдельно для пластов и параметров, так и суммарные):

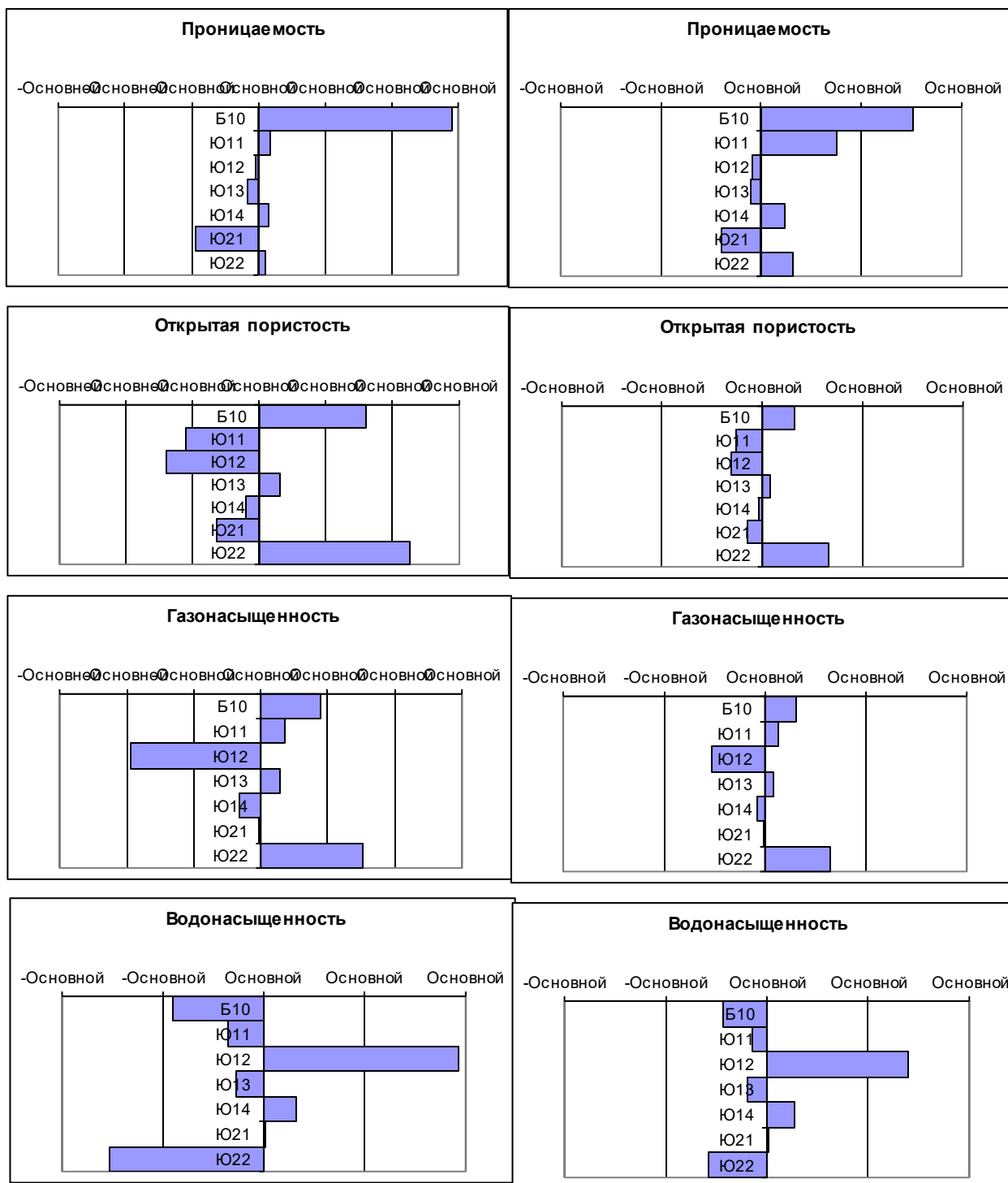
Сравнивая параметры по ГИС следующим образом (пористость, нефтегазонасыщенность, остаточную водонасыщенность пластов с данными лабораторных исследований, а проницаемость – с данными гидродинамических исследований). Т.е. вычисляем абсолютные и относительные погрешности для всех параметров (табл.3.2).

Значения абсолютных и относительных погрешностей.

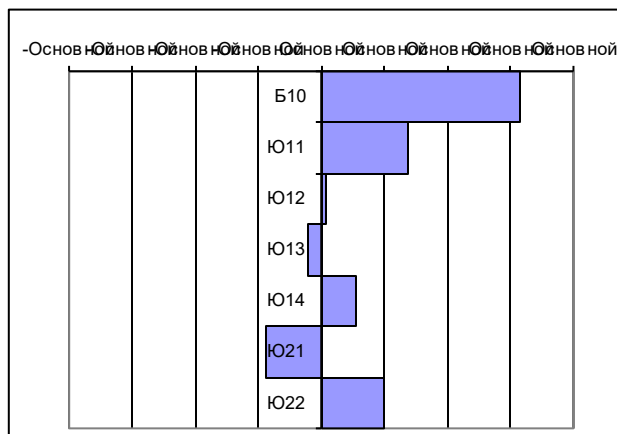
Таблица 3.2.

Пласт	Эффективная мощность, м	Погрешность									
		Абсолютная				Относительная					
		Проницаемость 10^{-15} м^2	Открытая пористость %	Начальная газонасыщенность %	Остаточная водонасыщенность %	Проницаемость	Открытая пористость	Начальная газонасыщенность	Остаточная водонасыщенность	Суммарная погрешность пласта	Суммарная погрешность модулей
Б10	8,9	0,146	3,2	9	-9	3,0417	0,161616	0,155172	-0,21429	3,14417	3,572741
Ю ₁ ¹	3,7	0,009	-2,2	3,5	-3,5	1,5	-0,12791	0,069307	-0,07071	1,370693	1,767921
Ю ₁ ²	2,7	-0,002	-2,8	-19,3	19,3	-0,1818	-0,1573	-0,26694	0,696751	0,090686	1,302816
Ю ₁ ³	6,6	-0,008	0,6	2,8	-2,8	-0,205	0,034483	0,039886	-0,09396	-0,22472	0,373457
Ю ₁ ⁴	3,6	0,008	-0,4	-3,2	3,2	0,4706	-0,02174	-0,04199	0,134454	0,541308	0,668776
Ю ₂ ¹	4,3	-0,047	-1,3	-0,2	0,2	-0,797	-0,07104	-0,00322	0,005291	-0,86557	0,876155
Ю ₂ ²	2,6	0,005	4,5	15,3	-15,3	0,625	0,333333	0,327623	-0,28705	0,998902	1,573011
Σ погр-ть		0,111	1,6	7,9	-7,9	4,453698	0,151445	0,279835	0,170489		
Σ погр-сть						6,8208	0,90742	0,904142	1,502503		

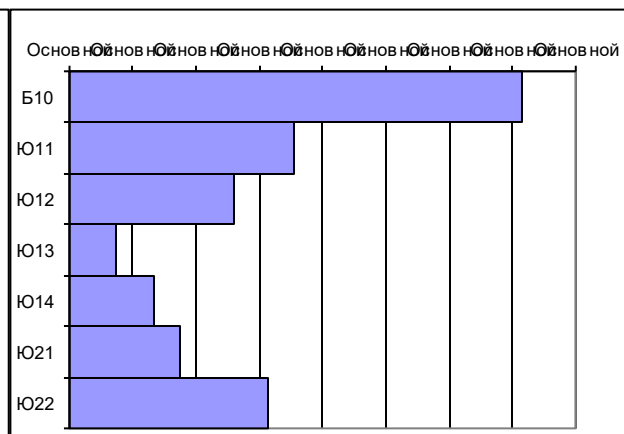
Для наглядности построим графики абсолютных и относительных погрешностей измерений (Рис 3.1.):



В.Суммарная погрешность



Г.Суммарная погрешность модулей



Из полученных графиков видно:

- 1) Максимальной погрешностью обладает пласт Б10 при измерении всех четырех параметров.
- 2) Также можно выделить пласты Ю₁² и Ю₂² по трем параметрам (пористость, газо- и водонасыщенность).
- 3) По проницаемости аномальными пластами являются пласты Ю₁¹ и Ю₂¹.

Уравнения связи геофизических данных и петрофизических параметров
Мыльджинского месторождения.

Таблица 3.3.

Параметры : Объекты	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ² , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴ , Ю ₂ ¹ , Ю ₂ ²	Б ₁₆₋₂₀	Б ₁₀	Б ₈
Температура пласта, °C	80.0	LgT°=0.853H _{абс.} -0.958		
Минерализация пластовой воды, кг/м ³	35.0	C=0.027H _{абс.} -23.2		
Сопротивление пластовой воды, Ом	0.08	Lgρ _в =5.23-1.92H _{абс.}		
Критерии коллектора: для газа для нефти	$\alpha_{пс} \geq 0.3$ K _п =0.12 K _{пр} =0.5·10 ⁻³ мкм ² $\alpha_{пс} \geq 0.43$ K _п =0.135 K _{пр} =1.92·10 ⁻³ мкм ²			
Критерий получения газа	ρ _п ≥ 11.0, временные замеры НКТ	ρ _п ≥ 11.0, временные замеры НКТ		

Критерий получения нефти	$\rho_{\text{п}} \geq 5.2$	$\rho_{\text{п}} \geq 7.2$ $P_{\text{н}} \geq 3.5$ $K_{\text{н}} \geq 0.54$		
Критерий получения нефти и воды	$4.3 < \rho_{\text{п}} < 5.2$	$4.3 < \rho_{\text{п}} < 7.2$, $2.75 < P_{\text{н}} < 3.5$, $0.48 < K_{\text{н}} < 0.54$		
Критерий получения воды	$\rho_{\text{п}} < 4.3$	$\rho_{\text{п}} < 4.3$, $P_{\text{н}} < 2.75$, $K_{\text{н}} < 0.48$		
Газонефтяной контакт(ГНК)	-2321.0			
Газоводяной контакт(ГВК)м	-2321.0	-2181.0	-2160.0	-2003.0
Водонефтяной контакт, ВНК	- 2366			
Открытая пористость, д.ед.	$K_{\text{п}} = 0.08392 + 0.1196\alpha_{\text{пс}}$	$K_{\text{п}} = 0.212 + 0.038\alpha_{\text{пс}}$		
Относительное сопротивление	$P_{\text{п}} = 0.767K_{\text{п}}^{-1.923}$	$P_{\text{п}} = 1.7947K_{\text{п}}^{-1.536}$		
Нефтенасыщенность, д. ед.	$K_{\text{в}} = 0.95P_{\text{н}}^{-0.75}$	$K_{\text{в}} = 0.9268P_{\text{н}}^{-0.585}$		
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	$K_{\text{пр}} = 10^{((\alpha_{\text{пс}}/0.75)^{2.27})}$	$\lg K_{\text{пр}} = 42.99K_{\text{п}} - 7.8362$		
Глинистость, доли ед.	$K_{\text{гл}} = 1.055 - (1.14 - 1.111\Delta J\gamma)^{0.5}$; $K_{\text{гл}} = 0.4346 - 0.3846\alpha_{\text{пс}}$	$K_{\text{гл}} = 1.055 - (1.14 - 1.111\Delta J\gamma)^{0.5}$		

Можно сделать следующие выводы:

- 1) У пластов Ю₁² и Ю₂² определен неверно характер насыщения, т.к. погрешности газонасыщенности и водонасыщенности для этих пластов отличаются только «знаком» (по графику видно смещение относительно центра). Поэтому, одно уравнение определения характера насыщения для всех пластов «группы Ю» не подходит.
- 2) Б10 является проблемным пластом, все его параметры, полученные при помощи ГИС, сильно отличаются от параметров, полученных при помощи других методов. Это объясняется тем, что он находится сразу под баженовской свитой, поэтому характерен неоднородностью.
- 3) Из графиков В и Г видно, что существует систематическая ошибка, т.к. она присутствует во всех пластах. Поэтому можно ввести рассчитанную поправку.

6.4. Источники погрешностей результата измерений

На тему ошибок определения параметров ГИС можно говорить очень долго. Но прежде, давайте разберемся, как определяются петрофизические параметры по данным ГИС. Ответ очень прост: из уравнения сопоставления параметров, полученных по ранее проведенным работам. Но как можно рассчитать параметры одной скважины из уравнений связи для другой? Известно, что на свете нет совершенно одинаковых вещей (например скважин), природа не повторяется. Тем более все наши исследуемые параметры напрямую связаны с Апс и определением сопротивления пласта (табл. 3.3). Поэтому если Апс будет ошибочно определено, то все наши параметры будут тоже неверны. Из-за этого и возникает основная наша ошибка.

В технических измерениях единство измерений, их качество определяется, в конечном счете, погрешностью результата измерения, полнотой ее оценки. Отсутствие данных о полноте оценки погрешности или необоснованное пренебрежение частью составляющих этой погрешности могут полностью или в значительной мере обесценить получаемую в результате измерения информацию о свойствах объектов или процессов, о качестве изделий, об эффективности технологических процессов, о результатах испытаний техники или поверки (калибровки) средств измерений.

Ошибочная оценка погрешностей измерений чревата экономическими потерями, а иногда и техническими последствиями. Заниженная оценка погрешности ведет к увеличению брака продукции, к неправильным выводам при научных исследованиях, к ошибочным решениям при разработке и испытаниях образцов новой техники, браку при поверке (калибровке) средств измерений. Завышенная оценка погрешности измерений, следствием чего, как правило является ошибочный вывод о необходимости применения новых высокоточных средств измерений, ведет к непроизводительным затратам на разработку, промышленный выпуск и эксплуатацию этих средств.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2220	Конину Сергею Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	геофизики
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Данные о стоимости материально-технических ресурсов взяты из справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ПОСН 81-2-49
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	обычная

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет стоимости проведения комплекса геофизических методов исследования скважин с целью изучения ФЕС пластов-коллекторов на Мыльджинском месторождении
---	---

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Отсутствуют

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2220	Конин Сергей Александрович		

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Организационно - экономический раздел

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту (таблица 7.1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважины, расстоянием от базы до места исследований. Нормативным документом для последующих расчетов являются Справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49) [45].

Виды и объёмы проектируемых работ (для одной скважины) Таблица 7.1.

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
		На глубине, м	В интервале, м	
			кровля	подопьва
Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11М0,5N; ПС	1:200	2740	670	2740
Кавернометрия	1:500	2740	670	2740
Микрокаротаж	1:200	2740	670	2740
Боковой микрокаротаж (БМК)	1:200	2740	670	2740
Боковой каротаж (БК)	1:200	2740	670	2740
ВИКИЗ зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5М2,0А; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N	1:200	2740	670	2740
Индукционный каротаж (ИК)	1:200	2740	670	2740
Акустический каротаж	1:200	2740	670	2740
Гамма-каротаж	1:200	2740	0	2740
Резистивиметрия	1:200	2740	670	2740
Инклинометрия	через 10 м	2740	670	2740
Контрольно-интерпретационные работы		2740	0	2740

7.2 Смета расходов на проектируемые работы

Сметные расчеты по видам работ (для одной скважины) представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии для одной скважины

Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
	Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм. усл.	
Стандартный каротаж	м	4810	22,6	руб/100 м	1087,06	3,38	1,2	4409
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,26
ПС	м	2740	22,6	руб/100 м	619,24	3,38	1,2	2511,64
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240,87	руб/опер	241	3,38	1,15	1091
Кавернометрия	м	2740	55,16	руб/100 м	1345,9	3,38	1,2	5458,98
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,38	1,15	960,82
Инклинометрия (тчк через 10 м)	тчк	280	5,24	р/тчк	1467,2	3,38	1,2	5950,96
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	руб/опер	64,17	3,38	1,15	260, 27
Микрокаротаж	м	2070	53,77	руб/100 м	1113,039	3,38	1,2	4514,49
Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	213,62	руб/опер	213,62	3,38	1,15	830,34
Боковой каротаж (БК)	м	2070	82,96	руб/100 м	1717,27	3,38	1,2	6965,25
Вспомогательные работы при БК	опер	1	758,5	руб/опер	758,5	3,38	1,15	2948,28
БКЗ	м	2070	22,6	руб/100 м	407	3,38	1,2	1863
Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	240,87	руб/опер	241	3,38	1,15	1091

Индукционный каротаж (ИК)	м	2070	113,80	руб/100 м	2355,66	3,38	1,2	2270
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	1030,5	руб/опер	295	3,38	1,15	1338
ВИКИЗ	м	2070	22,6	руб/100 м	467,82	3,38	1,3	2055,6
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,3	1058,3
Акустический каротаж	м	2740	72,14	руб/100 м	1976,63	3,38	1,2 =	8017,23
Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	293,9	руб/опер	293,9	3,38	1,15	1142,38
РК(ГК, НКТ)	м	2740	113,99	руб/100 м	3123,32	3,38	1,2	12668,2
Вспомогательные работы при РК	опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,38	1,15	1366,12
Резистивиметрия	м	2740	22,6	руб/100 м	619,24	3,38	1,2	2511,64
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,26
СПК	м	35837	7,34	руб/100 м	2597,4	3,38	1,75	15 363,6
ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573,35	руб/опер	573,35	2,93	1,15	1931,9
Проезд	км	410	15,49	р/км	6350,9	1,51	1,15	11 028,3
Техдежурство	парт-ч	12	257,7	р/парт-ч	3092,4	2,28	1,15	8108,27
Итого:								116 149,05

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 116 149,05 рублей.

При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 14372,8 руб. Расчёт проводится на основе нормы расхода горючего при переездах 10км и при стационарной работе 12часов. Категория дорог II, Стоимость ДТ 80руб.

**Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре
(с учетом масел, $\kappa=1.09$)**

Автотранспорт	Наименование оборудования	Категория дорог, расход л/км				Работа на стационаре л/час	Вид ГСМ
		I	II	III	бездорожье		
Урал 432	Подъемник каротажный ПК-4	0,654	0,698	0,73	0,828	14,39	ДТ

Расход=10*0,698+14,39*12=179,66л

179,66*80=14372,8

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 116 149,05 рублей.

Стоимость полевых работ, выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 246670,9 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2220	Конину Сергею Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	геофизики
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования

Данный проект предусматривает выполнение работ на Мыльджтнском (Томская область) месторождении в полевых и камеральных условиях. Климат района резко континентальный. Местность частично заболочена, леса большей частью смешанные. Геофизические работы проводятся в любое время года. Весь комплекс работ будет состоять из последовательных этапов: 1) подготовительные и заключительные работы на базе экспедиции; 2) подготовительные и заключительные работы на скважине; 3) геофизические исследования (в открытом стволе); 4) спуско-подъемные операции; 5) пересоединение скважинных приборов; 6) переезды на скважину и обратно.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p>	<p>1.1 При проведении геофизических исследований на скважине к вредным факторам, значительно влияющим на безопасность и производительность труда, можно отнести:</p> <p><i>Полевой этап:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе. 2. Шумы и вибрация. <p><i>Камеральный этап:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата в помещении. 2. Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений. 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. <p>1.2 К опасным факторам, возникающим при исследовании скважины, относят:</p> <p><i>Полевой этап:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 2. Электрический ток. <p><i>Камеральный этап:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Электрический ток
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>Проведение геофизических работ на скважине сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнение атмосферного воздуха; - нарушение почвенного и растительного покровов, уплотнение грунтов; - загрязнение водоемов; - изменение среды обитания растений и животных; - шумовое загрязнение территории. <p>Проектом предусматривается выполнение мероприятий по охране окружающей среды по следующим направлениям:</p> <ul style="list-style-type: none"> сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова; охрана водной среды (поверхностных водотоков, грунтовых вод); охрана воздушной среды; охрана животного мира и обращение с отходами.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>перечень возможных ЧС на объекте; выбор наиболее типичной ЧС; действия при ЧС.</p>	<p>Наиболее типичными ЧС при производстве геофизических работ на скважине являются аварии с выбросом (угрозой выброса) опасных веществ (химических).</p> <p>Пожаробезопасность</p> <p>Проектом предусматривается разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.</p>

4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом регламентируются Трудовым Кодексом РФ. Безопасные условия труда на производстве определяются должностными инструкциями и инструкциями по охране труда, производственной санитарии и промышленной и пожарной безопасности. Оснащение рабочего места должно обеспечивать безопасные условия труда, охрану здоровья и длительное сохранение работоспособности работающих.
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Задорожная Татьяна Анатольевна	К.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2220	Конин Сергей Александрович		

8. Социальная ответственность

В данном дипломном проекте рассмотрен комплекс геофизических исследований скважин на стадии разработки Мыльджинского месторождения углеводородов с целью изучения пород-коллекторов.

Мыльджинское газоконденсатно-нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 450 км к северо-западу от областного центра. Работы проводятся в любое время года, дороги в хорошем состоянии как летом, так и зимой.

Климат континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура в зимний период составляет -20 -25 °С, иногда до -40 -50°С.

Лето короткое, теплое (температура в июле - самом жарком месяце лета поднимается до +30 +32° С).

Геофизические работы будут проводиться в соответствии с «Законом об охране труда в Томской области», «Системой управления охраной труда на Государственном геологическом предприятии» и «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах». Проектом предусматривается следующий комплекс работ: - геофизические работы;
- камеральные работы.

8.1 Производственная безопасность при проведении геофизических работ

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с применением электрической энергии, радиоактивных веществ, постоянных переездов на автотранспорте, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

Техника безопасности - это система организационно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих, опасных производственных факторов.[24]

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений.

В Таблице 8.1. приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 8.1. Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Этапы работ	Наименование работ и параметров производства	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативный документ
		Вредные	Опасные	
1. Полевой на открытом воздухе	Геофизические исследования в скважинах: ПС; ВИКИЗ; ГК; кавернометрия; инклинометрия; БКЗ; ННК-т, спускоподъемные операции приборов в скважину	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Превышение уровней шума 3. Превышение уровней вибрации	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Электрический ток.	ГОСТ 12.2.003-91 [2] ГОСТ 12.1.005-88 [3] ГОСТ 12.1.038 – 82[4] ГОСТ 12.1.019-79 [5] ГОСТ 12.1.00284 [7] ГОСТ 12.1.004-91 [8]

2. камеральный в закрытом помещении	Работа персонала на компьютерах в помещении, обработка материалов графических исследований, интерпретация данных	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении 2. Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	1. Электрический ток	ГОСТ 12.1.006-84 [7] СанПиН 2.2.4.548-96 [9] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [10] СНиП 23-05-95 [11] ГОСТ 12.1.004-91 [8] ГОСТ 12.1.045-84 [31]
-------------------------------------	--	---	----------------------	---

АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ

Опасные производственные факторы воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-74 [1].

Полевой этап.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе в полевых условиях используются движущиеся механизмы, поэтому возможность получить различного вида травму возникает на всех этапах полевых работ, особенно при спуско-подъемных операциях скважинных приборов (аппаратов) на трубах, спускаемых на геофизическом кабеле, выполнении погрузо-разгрузочных работ с геофизическим оборудованием на скважине [8].

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии.

Операции по спуску и извлечению скважинных приборов необходимо выполнять под руководством специалиста. При работе в темное время суток освещение объектов геофизических работ должно производиться в соответствии с действующими нормами «Правил безопасности при геологоразведочных работах» ПБ 08-37-2005 [14].

На самоходном и передвижном оборудовании (геофизической станции) заводом-изготовителем должны быть предусмотрены специальные места для размещения кассет с аптечкой, термоса с питьевой водой и средств пожаротушения. Кассеты и огнетушитель должны быть расположены в легкодоступном месте и иметь быстросъемное крепление [14].

Во время работы механизмов не допускается:

- закреплять, ремонтировать и чистить какие-либо их части;
- производить остановку вращающихся и движущихся частей механизмов при помощи ломов и рук;
- переводить приводной ремень с холостого хода на рабочий без предупреждения.

При ремонте и осмотре механизмы выключаются, приводные ремни снимаются, а у пусковых устройств выставляются предупредительные знаки.

Все опасные зоны оборудуются ограждениями (ГОСТ 12.2.061-81 [15], ГОСТ 12.2.062-81[12]); вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета (ГОСТ 12.4.026-76 [15]).

Геофизическое оборудование и его эксплуатация должны соответствовать нормативным документам ГОСТ 12.2.062-81 [12], ГОСТ 12.4.125-83 [13], ГОСТ 12.2.003-91 [2]. Своевременно производится

диагностика оборудования, техническое обслуживание и ремонт. Средства индивидуальной защиты (каска, рукавицы, перчатки, комбинезон) выдаются каждому члену бригады согласно ГОСТ 12.4.011-89 [17].

2.Электрический ток

Источниками поражения током является: электрические провода, электрические машины (блок питания, подъемник, электроприводы вспомогательных устройств, обогревательных элементов, работающих от электричества).

Получение электротравм возможно при работе с электрооборудованием (аккумулятор, генератор) в сырую погоду без средств защиты (диэлектрических перчаток, резиновых ковриков и так далее). Самым опасным фактором при работах в полевых условиях является электрический ток при грозе.

Силы токов молний достигают сотен тысяч ампер. Для защиты от прямых ударов молний применяются молниеотводы. Металлические буровые вышки в целях грозозащиты должны иметь заземление не менее чем в двух точках отдельно от контура защитного заземления. Сопротивление заземляющих устройств не должно быть более 4 Ом (Глава 1.7 ПУЭ [18]). Запрещается во время грозы производить работы на буровой установке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств грозозащиты (ГОСТ 12.1.019-79 [5]).

В конструкции геофизической аппаратуры и оборудования (электроразведочных и каротажных станций) должна быть предусмотрена автоматическая защита от поражений электрическим током.

Согласно ПУЭ [18] все голые токоведущие части должны быть закрыты изоляцией, кожухами и другими ограждениями, или размещены на недоступной высоте, применение автоматических блокировок и отключений.

При работе обязательным является использование средств индивидуальной защиты: спецодежда (х/б комбинезон, куртка), резиновая обувь и диэлектрические резиновые перчатки (ГОСТ 12.4.011-89 [18]).

Камеральный этап.

1. Электрический ток

По опасности поражения электрическим током, камеральное и лабораторное помещения, согласно ПУЭ [18], относятся к помещениям без повышенной опасности поражения людей электрическим током. Они характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность (влажность не превышает 75%; температура не превышает 35°C; отсутствуют токопроводящая пыль и токопроводящие полы - металлические, земляные, железобетонные).

Источником электрического тока в помещении могут выступать неисправные электропроводки и электроприборы. Основным электрооборудованием, работающим под напряжением 220В, является персональный компьютер, принтер, плоттер. Основными местами получения электрических травм являются места подключения электрооборудования в сеть.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами.

Мероприятия по обеспечению электробезопасности:

систематическая проверка за качеством изоляции проводов; защитное заземление, с помощью которого уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения; зануление; автоматическое отключение; обеспечение недоступности токоведущих частей при работе; регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током.

Нормативные документы: ГОСТ 12.1.019-79 [5], ГОСТ 12.1.030-81 [19], ГОСТ 12.1.038-82 [4].

8.3 АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

Полевой этап.

1. Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющий на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, подвижность воздуха, инфракрасное излучение (ГОСТ 12.1.005-88 [3]).

Климат района резкоконтинентальный с холодной продолжительной зимой и коротким жарким летом. Период с устойчивым покровом имеет продолжительность около 186-195 дней с конца октября до конца апреля.

Господствующие направление ветров в районе юго-западное и южное.

При повышенной температуре воздуха рабочей зоны организм человека не справляется с терморегуляцией и возникает перегрев организма. При работе на открытом воздухе для предотвращения перегрева и отдыха людей используют навесы, палатки. Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов.

2. Превышение уровней шума и вибрации

При промыслово-геофизических исследованиях источниками шума являются: вращение барабана лебедки при спуско-подъемных операциях, работа бурильной установки, дизельная спецтехника. Шумом является всякий

неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 Гц до 20 кГц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003 – 83 [26] установлены нормы шума и вибрации, которые приведены в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83[26])

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Таблица 8 Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.01290[27])

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

Продолжение таблицы 8

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
Общая транспортная: вертикальная горизонтальная											
	132	123	114	108	107	107	107	-	-	-	-
	122	117	116	116	116	116	116	-	-	-	-
Транспортнотехнологическая	-	117	108	102	101	101	101	-	-	-	-

При работе с буровой установкой и геофизической аппаратурой предусматривается применение средств индивидуальной защиты (противошумные наушники, специальная обувь, стельки (вкладыши), наколенники, рукавицы, перчатки, полуперчатки, наладонники (ГОСТ 12.4.002-97 [28], ГОСТ 12.4.024-76 [29], ГОСТ 12.1.029-80 [30]), а также коллективные средства защиты – устройства от повышенного уровня вибрации (оградительные; виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие; автоматического контроля и сигнализации; дистанционного управления) ГОСТ 12.4.011-89 [18].

Камеральный этап.

1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

Оптимальные и допустимые нормы микроклимата для работ разной категории тяжести указаны в ГОСТ 12.1.005-88 [3], СанПиН 2.2.4.548-96 [9]. Отопление помещений проектируется в соответствии с требованиями Свод правил СП 60.13330.2012 [23].

Микроклиматические параметры приведены в таблице 9.

В камеральном помещении необходимо обеспечить приток свежего воздуха, количество которого определяется технико-экономическим расчетом

и выбором схемы системы вентиляции. Минимальный расход воздуха определяется из расчета 50-60 м³/час на одного человека [24].

При небольшой загрязненности воздуха кондиционирование помещений осуществляется с переменными расходами наружного и циркуляционного воздуха.

Таблица 9 - Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений (СанПиН 2.2.4.548-96 [9])

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если t° < t° _{опт}	Если t° > t° _{опт}
Холодный	Па	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0	15-75	0,1	0,3
	Іб	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Теплый	Па	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0	15-75	0,1	0,4
	Іб	20,0-21,9	24,1-28,0	15,0-29,0	15-75	0,1	0,3

Примечание: К категории Па относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151-200 ккал/час, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения.

При значительном загрязнении в зависимости от эксплуатационных затрат на очистку воздуха расходы наружного и циркуляционного воздуха должны определяться технико-экономическим расчетом. Системы

охлаждения и кондиционирования устройств ЭВМ должны проектироваться исходя из 90 % циркуляции.

2. Превышение уровня электромагнитных и ионизирующих излучений

Уровни допустимого облучения определены в ГОСТ 12.1.006-84 [7].

Нормативными параметрами в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц являются напряженности E и H электромагнитного поля. В диапазоне низких частот интенсивность излучения не должна превышать 10 В/м по электрической составляющей, а по стандартам MPR II не должна превышать 2.5 В/м по электрической и 0.5 А/м по магнитной составляющей напряженности поля. К мероприятиям по обеспечению безопасности условий труда при работе на ПЭВМ относят защиту расстоянием, временем.

3. Недостаточная освещенность рабочего места

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95* [11].

Таблица 10 – Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизонтальная, В-вертикальная) и высота	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО e_n , %		КЕО e_n , %		Освещенность, лк		
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	при комбинированном освещении		При общем освещении
						всего	от общего	
конструкторские и проектные организации, научно-исследовательские учреждения								
1.Кабинеты, рабочие комнаты, офисы, представительства	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	400	200	300
2. Проектные залы и комнаты конструкторские, чертежные бюро	Г-0,8	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	500

Нормы освещённости зависят от принятой системы освещения. Так, при комбинированном искусственном освещении, как более экономичном, нормы выше, чем при общем. При этом освещённость, создаваемая светильниками общего освещения, должна не менее 300-500 лк, а комбинированная – 750 лк [24].

Для ограничения неблагоприятного действия пульсирующих световых потоков газоразрядных ламп установлены предельные значения коэффициентов пульсации освещённости рабочих мест в пределах 10-20% в зависимости от разряда зрительной работы. Для обеспечения нормируемых показателей освещённости проводят чистку стекол, оконных рам и светильников, проводят замену перегоревших ламп 2 раза в год. Рассматриваемое камеральное помещение удовлетворяет требованиям, предъявляемым к искусственному и естественному освещению на производстве.

8.2 Экологическая безопасность

Геофизические работы не являются существенным источником загрязнения водоемов. Сбросы загрязняющих веществ, превышающие установленные ПДК, могут произойти только при авариях автотранспорта (утопление техники в болоте, опрокидывание техники и т.д.). В случае возникновения таких ситуаций ущерб, причиненный водным ресурсам, будет возмещаться в соответствии с действующим законодательством.

Организация движения техники по площади работ предполагает минимизировать пересечение водных объектов, требующих сооружения ледовых переправ и оборудованных съездов.

При выполнении работ потребление воды будет использоваться только для бытовых нужд. Источниками водопотребления будут поверхностные воды (реки, ручьи, снег). Загрязнение воды не планируется, поэтому в расчётах на компенсацию ущерба, наносимого окружающей среде, не учитываются.

Учитывая природные условия площади работ, виды и объемы геологоразведочных и сопутствующих им работ, проектом предусматривается выполнение мероприятий по охране окружающей среды по следующим направлениям: сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова; охрана водной среды (поверхностных водотоков, грунтовых вод); охрана воздушной среды; охрана животного мира и обращение с отходами.

1. Сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова

Состав бытовых отходов в местах проживания геофизической партии (бригады) не токсичен: металлические консервные банки, пластиковые бутылки и мешочки, стекло (бутылки, банки), бумага (окурки, упаковочный материал, газеты и т.д.), тряпки, пищевые отходы (очистки, кости и т.д.). Предполагается часть этих отходов утилизировать на месте, а часть вывезти на базу экспедиции и сдать в пункты вторсырья (стеклотара) или вывезти на специализированные полигоны складирования и утилизации отходов (пластик). Битая стеклотара инертна и по своим свойствам абсолютно идентична обломкам природных силикатных пород. Тем не менее, во избежание травм мелкой фауны (мыши, землеройки, земноводные и пресмыкающиеся), осколки стекла будут захоронены в выгребных ямах. Консервные банки будут отождены в печках, сплюснены и захоронены (засыпаны) в выгребных ямах. В выгребных ямах будут также захоронены и пищевые отходы.

2. Охрана водной среды

Геологоразведочные работы будут проводиться за пределами охранных зон рек и ручьев в соответствии с их шириной, установленной для рек Томской области.

Для предотвращения смыва дождевыми водами в реки и ручьи технического мусора, остатков горюче-смазочных материалов и других при планировке площадок и мест временного хранения горюче-смазочных

материалов предусматривается обваловка площадок земляным валом высотой не менее 1 м.

Для сохранения и исключения загрязнения горизонтов подземных вод в проекте предусмотрены мероприятия по ликвидационному тампонированию скважин.

Породный керн после проведения каротажа будет ликвидирован путем сбрасывания в зумпф. Геохимические исследования пород района работ показали отсутствие примесей радиоактивных и токсичных веществ ГОСТ 17.1.3.13-86 [32].

3. Охрана воздушной среды

Источниками загрязнения воздушной среды будут являться дизельные двигатели буровых установок, дизельные электростанции, используемые для освещения и отопления, жилых и бытовых вагон-домов и приготовления пищи, автотракторная техника.

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных дизельных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ. Ремонт дизельной техники будет производиться на базе предприятия с обязательной проверкой после ремонта состава отработанных газов и количества выбрасываемых загрязняющих веществ и приведением их в соответствие с техническими данными агрегатов.

На весь период работ, для перевозки грузов и персонала, будут использованы автомобили УРАЛ – 4320, для строительства дорог – бульдозер Б-170 М-1.01 ЕН. К работе будет допускаться только исправная техника, исключая загрязнение воздушной среды отработанными газами сверх предусмотренного техническими характеристиками ГОСТ 17.2.1. 03-84 [35].

4. Охрана животного мира

На участке проведения полевых работ массовых миграций крупных диких животных не происходит, поэтому специальных мероприятий по их

защите не предусматривается. Для предотвращения гибели мелких животных предполагается оборудовать мусорные ямы крышками; все ямы и зумпф после окончания работ на каждой проектной точке будут засыпаны в ходе работ по восстановлению рельефа и почвенного слоя.

5. Контроль сбросов вредных химических веществ

В рамках работы лаборатории проводится контроль сбросов вредных химических веществ посредством регулярного отбора и последующего лабораторного анализа. Контроль осуществляется в выпусках в сточные воды и точках отведения стоков.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [36].

Различают чрезвычайные ситуации по характеру источника (природные, техногенные, биолого-социальные и военные) и по масштабам (локальные, местные, территориальные, региональные, федеральные и трансграничные).

На нефтяных месторождениях при нарушении технологического процесса при проведении геофизических работ (в процессе бурения и эксплуатации скважин) зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации – незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы:

До проведения геофизических исследований скважина должна быть подготовлена. На скважине должно быть установлено противовыбросовое оборудование (превентор). Электроустановки должны быть исправны.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противопожарной и пожарной службе.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.

Для профилактики выбросов партией проводятся учебные тренировки.

В случае возникновения ЧС необходимо:

прекратить все технологические операции;

сообщить о пожаре;

отключить электроэнергию;

принять меры к удалению людей из опасной зоны;

умело и быстро выполнять обязанности, изложенные в плане

ликвидации аварий;

изолировать очаг пожара от окружающего воздуха;

горящие объемы заполнить негорючими газами или паром;

принять меры по искусственному снижению температуры

горящего вещества.

Пожароопасность

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования и самовозгорание различных материалов. Для предотвращения пожаров необходимо исключить возможность образования

горючепасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания (ГОСТ 12.1.004-91) [8].

При пожаре опасными факторами воздействия на людей являются:

высокая температура воздуха, открытый огонь и искры, низкое содержание кислорода в воздухе, токсичные продукты сгорания и дым.

Предотвращение пожаров можно обеспечивать различными способами и средствами: технологическими, строительными, организационно-техническими.

Весь противопожарный инвентарь закрепляется за ответственными лицами. Территория базы партии должна содержаться в чистоте и периодически очищаться от сгораемых остатков.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [8].

На щитах размещается следующий ручной пожарный инвентарь: ломы, багры, топоры, ведра. Рядом со стендом устанавливается ящик с песком и лопатами, также бочка с водой емкостью 200-250 литров.

Все работники, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей (с проверкой знаний и навыков) ГОСТ 12.1.004-91 [8].

Ответственность за пожарную безопасность по партии в целом возлагается на начальника партии.

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовую основу обеспечения безопасности составляют Конституция Российской Федерации, общепризнанные принципы и нормы международного права, международные договоры Российской Федерации, федеральные конституционные законы, настоящий Федеральный закон, другие федеральные законы и иные нормативные правовые акты Российской Федерации, законы и иные нормативные правовые акты субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, принятые в пределах их компетенции в области безопасности [44].

Безопасные условия труда на производстве определяются должностными инструкциями и инструкциями по охране труда, производственной санитарии и промышленной и пожарной безопасности.

Кроме того, создаются нормальные санитарно-гигиенические условия труда; проводятся своевременные обучения и инструктирования работающих безопасности труда, рабочие обеспечены средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и спецобувью. Организовано лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание работающих; расследование и учет несчастных случаев, профзаболеваний и аварий.

Геофизические организации, деятельность которых связана с освоением нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, должны руководствоваться требованиями и положениями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности; Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах (утверждены совместным приказом Министерства топлива и энергетики России и Министерства природных ресурсов России от 28 декабря 1999 года N 445/323); Бюллетень нормативных

актов федеральных органов исполнительной власти, 2001, N 29), и иными федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности.

8.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Знание и соблюдение трудового и гражданского кодекса, а также налогового законодательства Российской Федерации является важной обязанностью технолога предприятия. При этом работу вахтовым методом строго регламентируют статьи 297-302 главы 47 трудового кодекса Российской Федерации. В федеральных государственных учреждениях и органах порядок выплаты и размер надбавки за вахтовый метод работы устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Лица до 18 лет, к проведению геофизических работ не допускаются.

Лица, выполняющие работы должны быть обучены и допущены к работам после проверки знаний в соответствии с требованиями правил охраны труда, пожарной, промышленной и противодиверсионной безопасности.

Геофизические работы проводятся по утвержденному плану, с указанием мероприятий по безопасности; под руководством ответственного инженерно-технического работника и с соблюдением действующих инструкций.

8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Оснащение рабочего места должно обеспечивать безопасные условия труда, охрану здоровья и длительное сохранение работоспособности работающих.

На рабочих местах должны быть средства пожаротушения и другие средства, используемые в аварийных ситуациях.

При работе на открытом воздухе в холодный период года должна предусматриваться помещения для обогрева, сушки спецодежды и обуви и теплый туалет.

Если для защиты от неблагоприятных воздействий опасных и вредных производственных и природных факторов используется кабина, то ее конструкция должна обеспечивать необходимые защитные функции, включая создание оптимальных микроклиматических условий, удобство выполнения рабочих операций и хороший обзор производственного оборудования и окружающего пространства.

Объем производственного помещения, приходящийся на одного работающего, составлять не менее 15 м³, а площадь – не менее 4,5 м².

Высота помещений от пола до низа выступающих частей коммуникаций и оборудования в местах регулярного прохода людей должна быть не менее 2 м, а в местах нерегулярного прохода – не менее 1,8 м.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест должны обеспечивать безопасный доступ, безопасные действия с материалами, заготовками, полуфабрикатами, а также удобное техническое обслуживание и ремонт производственного оборудования, кратчайшие подходы (по возможности, не пересекающие транспортные пути) к рабочим местам и возможность быстрой эвакуации при аварийной ситуации. Пути и проходы должны быть обозначены и иметь достаточную освещенность [15].

Заключение

В данном дипломном проекте рассматривалось Мыльдженское месторождение, которое размещено в Каргасокском районе в Томской области, на предмет проектирования скважины в которой будет проведен запроектированный комплекс ГИС. Проведен детальный анализ и обзор информации по геологическому строению месторождения, геолого-геофизической изученности Мыльдженского месторождения. Выполненная работа по составлению проекта геофизических исследований скважин предоставляет дополнительную информацию о территории Мыльдженского месторождения, которая в сумме с результатами прошлых лет позволит наиболее эффективно разрабатывать месторождение. На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для проектируемых работ, определены действия этих факторов на организм человека и предложены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды. Рассчитана сметная стоимость полевых работ, выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ), которая составляет 232 298,09 рублей. В качестве самостоятельно выполненных исследований я выбрал теорию ошибок, потому что. Завышенная оценка погрешности измерений, следствием чего, как правило является ошибочный вывод о необходимости применения новых высокоточных средств измерений, ведет к непроизводительным затратам на разработку, промышленный выпуск и эксплуатацию этих средств.

Список использованных источников

А. Нормативные документы

- 1 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 2 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 3 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
- 4 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
- 5 ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 6 ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности
- 7 ГОСТ 12.1.002-84. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах
- 8 ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
- 9 СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
- 10 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы
- 11 СНиП 23-05-95*. Естественное и искусственное освещение (с Изменением N 1)
- 12 ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).

13 ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

14 ПБ 08-37-2005. Правила безопасности при геологоразведочных работах

15 ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

16 ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

17 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

18 ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Издание 7».

19 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

20 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ.

Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

21 НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

22 СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2)

23 Свод правил СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

24 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

25 ГОСТ 12.1.003-83 Допустимые уровни шумов в производственных помещениях.

26 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования

27 ГОСТ 12.4.002-97 ССБТ. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.

28 ГОСТ 12.4.024-76 ССБТ. Обувь специальная виброзащитная. Общие технические требования.

29 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

30 ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

31 ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

32 ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.

33 ГОСТ 17.2.1.03-84 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.

34 ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Термины и определения основных понятий (с Изменением N 1)

35 ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

36 ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

37 ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

38 Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

39 ПБ 08-37-2005. Правила безопасности при геологоразведочных работах.

40 Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, утверждены совместным приказом Министерства

топлива и энергетики России и Министерства природных ресурсов России от 28 декабря 1999 года N 445/323.

41 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

42 Федеральный закон «О безопасности» от 28.12.2010 N 390-ФЗ.

44 РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».

45 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49), издание второе исправленное. Москва 2000.

Б. Фондовая литература:

46 Отчет о научно-исследовательской работе Томск
ТомскНИПИнефть, 1996.

В. Опубликованная литература

49 Вахромеев Г.С., Ерофеев Л.Я., Канайкин В.С., Номоконова Г.Г. Петрофизика. Томск: изд-во Томского Университета, 1997г.

50 Конторович А.Э. Нестеров И.И. Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М, Недра, 1975 г.

51 Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. 146с.

52 Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике /под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфраинженерия, 2009. – 960с.

53 Меркулов В.П., Посысоев А.А. Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм. Томск, 2006.

Г. Интернет-ресурсы

54 Хмелевской, В.К. Основы геофизических методов: учебник для вузов / В.К. Хмелевской, В.И. Костицын; Пермский университет. 2010 Пермь с.400 [Электронный ресурс]

URL:http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnieposobiya/Hmelevskoj_o_snovy_geofizicheskikh_metodov.pdf (дата обращения: 10.05.2018).

55 Геология и геофизика [Электронный ресурс] //

URL:<http://www.sibran.ru/journals/GiG/rules/>(дата обращения:15.05.2018).